

**BEZPIECZEŃSTWO
EKSPLOATACJI URZĄDZEŃ,
INSTALACJI
I SIECI GAZOWYCH**

Zawartość

Wstęp.....	5
1. Gazy stosowane w przemyśle	7
1.1. Właściwości palne i wybuchowe gazów	7
1.2. Gazy Przemysłowe	8
1.3. Skroplony gaz ziemny LNG	11
1.4. Paliwa gazowe.....	12
1.5. Analiza procesów spalania w aspekcie kontroli emisji	12
1.6. Składniki paliw gazowych i ich właściwości toksyczne.....	14
1.7. Jakość gazu rozprowadzanego siecią gazową	18
1.8. Wymagania techniczne dotyczące budowy elementów wyposażenia instalacji rozprowadzania gazów węglowodorowych C ₃ - C ₄	20
1.8.1. Wprowadzenie	20
1.8.2. Gazy węglowodorowe wykorzystywane do zasilania odbiorców	20
1.8.3. Sposoby zasilania odbiorców gazem węglowodorowym C ₃ -C ₄	23
1.8.4. Zbiorniki magazynowe gazów węglowodorowych C ₃ -C ₄	25
1.8.5. Przewody instalacji przyłączeniowych gazów węglowodorowych C ₃ -C ₄	33
2. Eksploatacja urządzeń i instalacji gazowych.....	38
2.1. Ogólne wymagania eksploatacyjne urządzeń gazowych	38
2.2. Instalacje i urządzenia gazowe.....	39
2.2.1. Zagrożenia i wytyczne	39
2.2.2. Zasady przeprowadzania kontroli stanu technicznego instalacji gazowych.....	41
2.3. Zakres wykonania okresowej kontroli stanu technicznego instalacji na paliwa gazowe	43
2.3.1. Kontrola stanu technicznego kurków głównych.....	51
2.3.2. Kontrola innych elementów wyposażenia instalowanych bezpośrednio w sąsiedztwie kurka głównego.....	52
2.3.3. Kontrola przewodów gazowych na poziomie piwnic	53
2.3.4. Przegląd techniczny odcinków przewodów gazowych do zaworów odcinających gazomierzy lub odgałęzień na poszczególnych kondygnacjach	53
2.3.5. Kontrola stanu technicznego gazomierzy	54
2.3.6. Zakres Kontroli instalacji gazowych w poszczególnych mieszkaniach	55
2.3.7. Kontrola stanu technicznego urządzeń gazowych	55
2.3.8. Kontrola sprawności technicznej odprowadzenia spalin z urządzeń gazowych i wentylacji pomieszczeń, w których są instalowane	57
3. Sieci gazowe.....	59
3.1. Układy zasilania gazem zakładów przemysłowych	59
3.2. Przewody wewnętrzne gazowych sieci przemysłowych.....	59
3.3. Organizacja i ogólne zasady prowadzenia prac gazoniebezpiecznych	60
3.4. BHP przy budowie i eksploatacji sieci gazowych	63
3.4.1. Roboty ziemne.....	63

3.4.2.	Eksploatacja sieci gazowych i przyłączy	64
3.4.3.	Przyjęcie sieci gazowych do eksploatacji	66
3.4.4.	Przeprowadzanie prac na stacjach gazowych	67
3.5.	Podłączanie nowo wykonanych gazociągów oraz przyłączy domowych	76
3.6.	Przyłącza gazowe	77
3.7.	Wymagania kwalifikacyjne pracowników	77
3.8.	Usuwanie awarii sieci gazowej	78
3.9.	Stan sieci gazowej	80
3.10.	Kontrola sieci gazowej	81
3.11.	Metody rehabilitacji technicznej gazociągów	82
4.	Zagrożenia pożarowe i wybuchowe	88
4.1.	Warunki tworzenia się mieszanin wybuchowych	88
4.1.1.	Inicjacja wybuchowa	91
4.1.2.	Wybuch i jego parametry	93
4.1.3.	Zagrożenie w pomieszczeniu kuchennym	95
4.2.	Ocena zagrożenia wybuchem	97
4.2.1.	Odpowiedzialność za ochronę przeciwpożarową	97
5.2.2.	Wytyczne w zakresie określania przyrostu ciśnienia	98
	Klasy odporności pożarowej	98
4.2.2.	Część podziemna budynku	100
4.2.3.	Wyłączania od stosowania klas odporności	100
4.2.4.	Odporność pożarowa elementów budynku	100
4.2.5.	Przykrycie dachu	102
5.3.5.	Pomieszczenia zagrożone wybuchem	102
5.3.6.	Dach nad pomieszczeniem zagrożonym wybuchem	103
4.3.	Usuwanie zanieczyszczeń z przewodów	103
4.4.	Temperatura powierzchni urządzenia i instalacji	104
4.5.	Zaopatrzenie w wodę do celów przeciwpożarowych	104
4.5.1.	Stacja paliw, zbiorniki paliw	104
4.5.2.	Zbiorniki materiałów palnych	105
4.5.3.	Woda do stref pożarowych	106
4.6.	Strefa zagrożenia wybuchem i zasady ich wyznaczania	107
4.6.1.	Podstawowe założenia	107
4.6.2.	Zasięg stref przy rozpraszaniu naturalno- turbulentnym	109
4.6.3.	Zasięg stref przy rozpraszaniu strumieniowym	110
4.7.	Wentylacja jako jeden z głównych systemów bezpieczeństwa w gazownictwie	110
4.7.1.	Zasady ustalania wentylacji naturalnej kategorii A	111
4.7.2.	Kryterium występowania wentylacji kategorii B	112

4.7.3.	Wentylacja w kotłowniach gazowych.....	114
4.8.	Ochrona przeciwpożarowa, ochrona przed wybuchem.....	115
4.9.	Wymagania budowlane	116
4.10.	Oddziaływanie promieniowania cieplnego na ludzi i otoczenie.....	116
5.	Bezpieczeństwo i potencjalne zagrożenia ze strony LNG	120
5.1.	Rodzaje zagrożeń LNG	120
5.1.1.	Chmury (obłoki) par LNG.....	120
5.1.2.	Rozwarstwienie skroplonego gazu ziemnego w zbiorniku	121
5.1.3.	Gwałtowne odparowanie LNG.....	123
5.1.4.	BLEVE	125
5.1.5.	Uderzenie hydrauliczne	125
5.2.	Odparowanie metanu – etap rozładunku	126
5.2.1.	Różnica ciśnień roboczych	126
5.2.2.	Energia pochodząca od pomp.....	127
5.2.3.	Wnikanie ciepła przez rurociąg rozładunkowy	127
5.2.4.	Wnikanie ciepła do zbiorników metalowców	128
5.2.5.	Pary powracające do zbiorników tankowców	128
5.2.6.	Eksploatacja rurociągów procesowych.....	128
5.3.	Odparowywanie metanu – etap magazynowania.....	129
5.3.1.	Wnikanie ciepła do wnętrza zbiornika	129
5.3.2.	Nagłe spadki ciśnienia barometrycznego	129
5.4.	Oddziaływanie LNG na środowisko.....	130
5.5.	Zagospodarowanie oparów	130
5.6.	Wymagania bezpieczeństwa w operacjach LNG	130
5.6.1.	Pierwszy poziom zabezpieczenia	131
5.6.2.	Drugi poziom zabezpieczenia.....	131
5.6.3.	Systemy ochronne	132
5.6.4.	Odległość bezpieczna	133
5.6.5.	Standardy branżowe / zgodność z przepisami.....	133
6.	Ochrona środowiska w energetyce	134
6.1.	Struktura zużycia energii	134
6.2.	Elektrownie jako emitery zniszczeń.....	134
6.3.	Rozprzestrzenianie się zanieczyszczenia	135
6.4.	Ochrona wód	136

Wstęp

Technologia, transport i użytkowanie paliw gazowych są znane i stosowane od dziesiątków lat. Dokładna analiza danych dotyczących technologii gazowniczych wskazuje na ich wysoki poziom bezpieczeństwa. W celu zapewnienia bezpiecznej eksploatacji przemysł gazowniczy dokonał technicznej i funkcjonalnej ewolucji. Postęp techniczny i operacyjny objął wszystko, od szeroko pojętej inżynierii, która jest podstawą gazownictwa, po procedury operacyjne oraz techniczne umiejętności personelu. Z drugiej strony, właściwości fizyczne i chemiczne paliw gazowych są takie, że ryzyko i mogące pojawić się zagrożenia są łatwe do zdefiniowania i są uwzględnione w procesach technologicznych i innych działaniach. Aby zapewnić bezpieczeństwo korzysta się z szerokiego zestawu standardów, rozporządzeń i przepisów stosowanych w przemyśle gazowniczym. Ewolowały one w oparciu o krajowe i światowe doświadczenia.

Przepisy dotyczące bezpieczeństwa technicznego w przemyśle gazowniczym stanowią wyjątkowo obszerny dział ustawodawstwa pracy. Jest to obszar oddziaływania, w którym prawo w znacznym stopniu wkracza w sprawy techniczne i organizacyjne procesu wykonywanej pracy. Dobrem bezpośrednio chronionym przez tę dziedzinę prawa jest życie i zdrowie nie tylko pracowników, ale i innych osób. Ze stanu bezpieczeństwa technicznego wynikają również poważne konsekwencje społeczne.

Kodeks pracy zobowiązuje pracodawców do prowadzenia prac w taki sposób, aby wszyscy zatrudnieni pracownicy mieli zapewnione warunki, które eliminują zagrożenia dla życia i zdrowia ludzi. Przestrzeganie tylko przepisów i rozporządzeń nie wyczerpuje jednak wszystkich obowiązków pracodawców. Dotyczą one bowiem podejmowania działań zabezpieczających przed zagrożeniami w pracy także w sytuacjach, które nie są regulowane przepisami. Obowiązki pracodawców nie ograniczają się też do zapewnienia bezpiecznych warunków pracy tylko pracownikom branży (w tym przypadku gazowniczej), lecz dotyczą także osób niebędących pracownikami, a przebywających czasowo lub stale w określonej strefie miejsca wykonywania prac. Bezpieczeństwo techniczne zależy nie tylko od pracodawców i treści przepisów w tym przedmiocie, lecz także od poziomu techniki, organizacji pracy, sytuacji ekonomicznej, stanu zdrowia pracującego, przygotowania zawodowego pracowników oraz szeregu innych czynników. W związku z tym adresatami określonych obowiązków są również producenci, projektanci oraz inne podmioty mające wpływ na wykonywanie pracy w sposób zapobiegający jej negatywnym skutkom. Niezawodne i bezpieczne funkcjonowanie sieci gazowej, bezawaryjna dostawa paliwa gazowego do uprawnionych odbiorców oraz właściwe użytkowanie gazu to nadrzędny cel każdego przedsiębiorstwa gazowniczego.

Książka, którą mają państwo w ręce, dotyczy bezpieczeństwa technicznego jednego z działów energetyki, tzn. energetyki gazowej, a szerzej gazownictwa. Opisane zostały własności toksyczne i wybuchowe paliw gazowych stosowanych w gospodarce komunalnej i przemysłowej. Przedstawiono zagrożenia związane z budową i eksploatacją sieci i instalacji gazowych oraz metody ich zapobiegania. Szczególną uwagę poświęcono bezpieczeństwu użytkowania paliw gazowych i eksploatacji urządzeń gazowych. Po raz pierwszy w literaturze krajowej poruszono problematykę dotyczącą gazów skroplonych

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

(LNG) i kriogeniki. Drugi blok tematyczny to zagadnienia dotyczące gazów przemysłowych i ochrony środowiska.

Książka ta powinna okazać się użyteczna w pracy zarówno gazowników, jak i osób zainteresowanych bezpieczeństwem pracy. Pomoże zaznajomić się z zagrożeniami występującymi w branży gazowniczej i pozwoli często przed czasem je zidentyfikować.

1. Gazy stosowane w przemyśle

1.1. Właściwości palne i wybuchowe gazów

Spalanie gazów jest to proces składający się z wielu skomplikowanych reakcji chemicznych, w których przeważają procesy utleniania składników gazu, powstają przy tym produkty pośrednie typu rodnikowego, np.: O, OH, HCH., CH,OH, HCHO, które następnie przekształcają się w CO, i parę wodną, o ile ich utleniaczem jest tlen. Z punktu widzenia chemicznego spalanie to proces utleniania się związków, będących składnikami gazu, który cechuje się wysoką kinetyką, co skutkuje wydzieleniem dużych ilości ciepła i pewnych ilości światła.

Spalanie węglowodorów przebiega według złożonego mechanizmu, który w wielu szczegółach nie został do tej pory wyjaśniony. Spalanie może być:

- teoretyczne (stechiometryczne),
- z nadmiarem powietrza, czyli utleniające lub zupełne,
- z niedomiarem powietrza, czyli redukujące lub niezupełne,
- z nadmiarem powietrza, ale całkowite.

Spalanie stochiometryczne trudno jest zrealizować w praktyce, ponieważ w spalinach zawsze występują gazy palne, których występowanie cechuje spalanie utleniające i odwrotnie, przy spalaniu redukującym występują ślady tlenu. Umowna granica pomiędzy spalaniem utleniającym i redukującym przebiega, ze względu na kinetykę procesu, zazwyczaj przy kilkuprocentowym nadmiarze powietrza.

Spalanie niecałkowite występuje, jeżeli przy nadmiarze tlenu zachodzi niewystarczające zmieszanie paliwa z powietrzem. W spalinach obok tlenu znajdują się gazy palne. Skłonność do spalania niecałkowitego wykazują gazy zawierające znaczne ilości C_mH_n . Podczas całkowitego i zupełnego spalania mieszanin gazowych wszystkie zawarte w nich gazy palne ulegają całkowitemu utlenieniu tlenem zawartym w powietrzu, za co odpowiedzialny jest efekt cieplny, towarzyszący procesowi spalania. Odpowiada to wartości opałowej spalonych gazów. Wartość opałowa jest mniejsza od ciepła spalania o wartość ciepła parowania kondensatu wykroplonego ze spalin. Aby mieszanina gazu z powietrzem (tlenem) mogła się spalać, stężenie składnika palnego w mieszaninie musi się zawierać w wybuchowym zakresie stężeń, tzn. pomiędzy wartościami odpowiadającymi dolnej i górnej granicy wybuchowości. Znajomość granic wybuchowości posiada duże znaczenie praktyczne z punktu widzenia bezpieczeństwa przebiegu procesów technologicznych, w których występują mieszaniny palne. Stosunek całkowitej ilości do ilości teoretycznej tlenu lub powietrza jest oznaczany literą X i nosi nazwę współczynnika nadmiaru tlenu lub powietrza.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

W zależności od miejsca wytwarzania mieszaniny gazowo-powietrznej rozróżnia się spalanie: kinetyczne, dyfuzyjne oraz kinetyczno-dyfuzyjne i może odbywać się w obszarze uwarstwionym (laminarnym), przejściowym lub burzliwym (turbulentnym):

- spalanie kinetyczne ma miejsce, gdy istnieje gotowa mieszanina gazu i powietrza. Szybkość spalania jest bardzo duża i odpowiada równaniu reakcji chemicznej utleniania,

- spalanie dyfuzyjne zachodzi, jeżeli gaz i powietrze mieszają się w trakcie spalania (w komorze spalania). Szybkość spalania zależy wtedy prawie wyłącznie od szybkości tworzenia się mieszaniny palnej, zapewniając w ten sposób bezpośredni kontakt reagujących gazów,
- spalanie kinetyczno-dyfuzyjne jest spalaniem pośrednim pomiędzy dwoma wymienionymi rodzajami spalania. Powietrze zmieszane z paliwem gazowym przed spalaniem nosi nazwę powietrza pierwotnego, a powietrze doprowadzane do przestrzeni spalania w trakcie spalania dyfuzyjnego nazywane jest powietrzem wtórnym.

Wielkością charakteryzującą rozwój procesu spalania, która decyduje o charakterze i przebiegu zjawisk towarzyszących spalaniu, jest szybkość spalania. W każdej palnej mieszaninie gazowej istnieje określona prędkość przemieszczania się czoła płomienia. Prędkość ta liczona w kierunku prostopadłym do czoła płomienia nosi nazwę normalnej prędkości spalania W i jest stałą fizykochemiczną danej mieszaniny. Maksymalne wartości W_n osiąga ta wielkość dla mieszanin zawierających składnik palny o stężeniu nieco większym niż wynika to ze stechiometrii reakcji spalania. Domieszki w ilości od 1% chloru, bromu, chlorowcopochodnych i innych inhibitorów spalania wpływają na znaczne obniżenie prędkości spalania. Prędkość spalania maleje również wraz z rozwinięciem powierzchni zbiornika (rurociągu, pojemnika itp.) wypełnionego mieszaniną palną. W rurach o coraz mniejszych średnicach spadek prędkości spalania obserwuje się, poczynając od średnic poniżej 20 mm. Wartość zerową prędkości spalania osiągają mieszaniny w przewodach o średnicy od 0,8 mm (wodór) do 5,7 mm (amoniak). Są to tzw. krytyczne średnice wygaszania.

W przemyśle i gospodarce komunalnej gaz ma obecnie powszechne zastosowanie zarówno jako paliwo, jak i surowiec w przemyśle chemicznym. Najwięcej gazu zużywa się do celów grzewczych w gospodarstwach domowych i zakładach przemysłowych. Jest to spowodowane cennymi zaletami gazu jako paliwa, takimi jak:

- łatwość dostaw, niezależnie od miejsca odbioru,
 - precyzyjna regulacja procesu spalania,
 - możliwość szybkiego uruchomienia urządzeń, łatwość użytkowania i obsługi palenisk,
 - brak stałych pozostałości z procesu spalania, takich jak popiół i żużel,
 - niewielka ilość zanieczyszczeń w spalinach,
 - możliwość spalania prawie z teoretyczną ilością powietrza i ograniczenia do minimum strat cieplnych,
 - możliwość regeneracji ciepła spalin przez podgrzewanie powietrza spalania lub powietrza i gazu.
- Wadą niektórych gazów są ich właściwości toksyczne.

1.2. Gazy Przemysłowe

Gazy stosowane jako paliwa w różnego rodzaju procesach technologicznych można, ze względu na sposób ich otrzymywania, podzielić na:

- **gazy naturalne** - gaz ziemny pozyskiwany ze złóż naturalnych; często do tej kategorii zalicza się gaz płynny otrzymywany przez skraplanie propanu i butanu,
- **gazy sztuczne** - otrzymywane z paliw stałych w procesach przemian chemicznych: gaz wylewny, węglowy; gazy generatorowe: powietrzny, powietrzno-wodny, wodny, dwugaz, tlenowo-parowy; gazy otrzymywane z paliw ciekłych nazywane gazami olejowymi oraz gazy otrzymywane na drodze przetwarzania paliw gazowych, tzw. gazy reformowane.

Na pograniczu podanego wyżej podziału znajduje się jeszcze jedno paliwo gazowe, tzw. biogaz, uzyskiwany w procesie fermentacji beztlenowej osadów organicznych ze ścieków miejskich, rolniczych, przemysłu spożywczego. Paliwa gazowe są zazwyczaj wieloskładnikową mieszaniną gazów palnych i inertnych o właściwościach odpowiadających składowi mieszaniny.

Gaz ziemny jest paliwem naturalnym, którego głównym składnikiem palnym jest metan. Gaz ziemny występujący w złożach czysto gazowych nazywany jest gazem wysokome - tanowym - suchym. Jego skład chemiczny może być następujący: CH₄ - 85 do 95%, N₂ - 2 do 8%, CO₂ - 0,5 do 2%. Ponadto gaz ten czasami zawiera niewielkie ilości homolo- gów metanu: etanu, propanu i butanu.

Gaz gazolinowy - mokry, towarzyszący ropie naftowej, zawiera większe ilości węglowodorów. W jego składzie znajdować się może od 60 do 90% CH₄, 7 do 20% C₂H₆, 17 do 22% C₃H₈ i 8 do 21% C₄H₁₀ oraz niewielkie domieszki CO₂, N₂ i H₂S. Gaz płynny jest mieszaniną propanu i butanu o składzie: 25 do 50% (masowych) C₃H₈ i 50 do 75% (masowych) C₄H₁₀.

Gaz ziemny (metan) jest gazem biologicznie obojętnym. Przy większym stężeniu w powietrzu działa dusząco na skutek niedoboru tlenu. Spala się na dwutlenek węgla i wodę. Podczas spalania z niedomiarem powietrza lub w palniku o nieodpowiedniej konstrukcji w spalinach występuje trujący tlenek węgla. Metan zalicza się do węglowodorów nasyconych, które nie rozpuszczają się w wodzie, a jedynie częściowo rozpuszczają się w niektórych rozpuszczalnikach organicznych, takich jak: benzen, alkohol metylowy itp. Wszystkie węglowodory reagują z tlenem, chlorowcami, kwasem siarkowym, kwasem azotowym w odpowiednich warunkach termodynamicznych (temperatura, ciśnienie lub pod wpływem promieniowania nadfioletowego i in.). Oprócz tlenu pochodzącego z powietrza utleniaczem mogą być również związki zawierające tlen (azotany(V), azotany(III), grupy nitrowe i inne), chlorowce (fluor, chlor, brom) oraz siarka. Tak więc spalaniem może być również reakcja pomiędzy wodorem a chlorem.

Gazy sztuczne otrzymuje się w procesach przemian chemicznych z paliw stałych, ciekłych i gazowych.

Paliwa gazowe z paliw stałych otrzymuje się w procesie odgazowania, polegającym na termicznym rozkładzie paliwa stałego bez dostępu powietrza lub w procesie zgazowania, który polega na przemianie węgla zawartego w paliwie stałym na gaz palny, podczas niepełnego jego spalania przy użyciu powietrza lub tlenu i pary wodnej.

Gazy krakingowe są produktami ubocznymi, otrzymywanymi przy termicznym rozpadzie węglowodorów zawartych w ciężkich frakcjach ropy naftowej w czasie ich przeróbki na benzynę. Zależnie od rodzaju krakingu zawierają one różne ilości metanu, etanu, etylenu i innych węglowodorów, a także wodór.

Gaz reformowany jest to gaz otrzymywany przez pirolizę węglowodorów, głównie metanu, w celu uzyskania gazu zawierającego znaczne ilości wodoru, czyli gazu cechującego się dużą szybkością spalania.

Zgazowanie paliw stałych polega na przemianie węgla i związków organicznych zawartych w tych paliwach na gazy palne przez częściowe ich utlenianie w generatorach gazowych przy użyciu powietrza, pary wodnej, czystego tlenu lub mieszaniny tych trzech składników. Produktami procesu zgazowania są różnego rodzaju gazy generatorowe, które scharakteryzowano w tabeli 1.2. Wykazują one właściwości silnie toksyczne ze względu na obecność tlenku węgla.

Tab. 1.2. Rodzaje gazów generatorowych i ich zastosowanie

Lp.	Nazwa gazu	Czynnik zgazowujący	Wartość opałowa MJ/m ³	Zastosowanie
1	Powietrzny	powietrze	4,2	Surowiec chemiczny
2	Półwodny, powietrzno-wodny, generatorowy	powietrze + para wodna	5,3	Paliwo do pieców
3	Wodny	para	10,5	Surowiec chemiczny do syntezy
4	Wodno-węglowy	para	12,5	Surowiec chemiczny do syntezy
5	Parowo-tlenowy	tlen + para	10,5	Surowiec chemiczny
6	Parowo-węglowy ciśnieniowy (2 do 3 MPa)	tlen + para	16,0	Surowiec chemiczny, zasilanie sieci miejskich

Biogaz (gaz gnilny), znany w świecie jako LFG(*ang. Landfill Gas*), to paliwo gazowe otrzymywane z surowców rolniczych, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych lub pozostałości przemysłu rolno-spożywczego, lub biomasy leśnej, w procesie fermentacji metanowej.

W zależności od rodzaju użytego surowca oraz warunków fermentacji zawiera głównie metan w ilości 55 do 85%, CO, w ilości 15 do 45%.

Dodatkowo biogaz może zawierać szereg innych zanieczyszczeń, niewystępujących w typowych gazach ziemnych, a które mogą negatywnie wpływać zarówno na infrastrukturę transportową gazu, jak i bezpieczeństwo jego odbiorców. Tego typu zanieczyszczeniami są m.in.: siloksany, chlorowcopochodne węglowodorów, amoniak czy mikroorganizmy. Najbardziej niepożądanym składnikiem surowego biogazu jest siarkowodór (0 do 3%), który jest związkiem o właściwościach silnie trujących.

Paliwa gazowe będące mieszaniną składników charakteryzują się odpowiadającymi jej stanowi parametrami fizykochemicznymi - gęstością względem powietrza, temperaturą samozapalenia,

granicami wybuchowości - niezbędnymi do oceny niebezpieczeństwa towarzyszącego ich stosowaniu.

Przewaga w gazach składników lżejszych od powietrza sprawia, że większość gazów stosowanych jako paliwa jest od niego lżejsza. W razie wypływu z uszkodzonych instalacji gaz taki unosi się w górę i gromadzi pod stropami pomieszczeń. Cięższy od powietrza jest gaz płynny, który opada w dół, ściele się przy powierzchni podłóg, wypełniając najniższe położone pomieszczenia, kanały i studzienki. Konieczne jest dostosowanie systemów wentylacji oraz sposobów ustalania szczelności instalacji i jej stanu technicznego do gęstości gazu względem powietrza. Jednym z niebezpieczeństw towarzyszących stosowaniu gazowych paliw jest wpływ poszczególnych składników na ich właściwości toksyczne.

Użytkowe właściwości gazu, stanowiące podstawowe kryterium jego oceny jako paliwa, zależą od jego składu. Do użytkowych właściwości gazu zalicza się: ciepło spalania i wartość opałową, gęstość i gęstość względem powietrza, granice wybuchowości, temperaturę płomienia, zapotrzebowanie powietrza do spalania, skład spalin oraz parametry charakteryzujące spalanie gazu w palniku: ciśnienie gazu i szybkość jego wypływu, moc cieplną palnika. Dla mieszaniny gazowej o określonym składzie można wyznaczyć większość parametrów charakteryzujących jej właściwości.

1.3. Skroplony gaz ziemny LNG

LNG (*ang. Liquefied Natural Gas* - stąd skrót przyjęty w nomenklaturze fachowej na całym świecie), to skroplony gaz ziemny. Przed procesem skraplania gaz ziemny jest dokładnie oczyszczany (przede wszystkim z CO₂, - do wartości poniżej 50 ppm) i głęboko osuszany. Produkt końcowy musi spełniać wymagania jakościowe dla LNG. Przygotowany gaz ziemny zostaje skroplony i w stanie ciekłym w temperaturze około - 162°C jest gotowy do magazynowania i transportu. LNG zajmuje jedynie 1/600 objętości wymaganej dla porównywalnej ilości gazu ziemnego w temperaturze i pod ciśnieniem normalnym. Ze względu na niską temperaturę zasadniczo LNG nie jest magazynowany pod ciśnieniem. Jest to bardzo czyste paliwo o liczbie oktanowej 130. Skroplony gaz ziemny (LNG) jest bezbarwny, bezwonny, nie jest żrący i nie ma własności korodujących. Jest bezwonny, a więc w celu wykrywania ewentualnych nieszczelności należy go nawonić przed skierowaniem do dystrybucji. Gaz ziemny (metan), a więc i LNG - nie jest toksyczny.

Gęstość LNG (ciecz) wynosi ok. 425 kg/m³, a więc LNG rozlany na wodzie, której gęstość to ok. 1000 kg/m³ jako lżejszy unosi się na jej powierzchni. Metan nie rozpuszcza się w wodzie.

Gęstość metanu (gaz) w niskiej temperaturze, bliskiej skropleniu (- 160°C) to ok 1,75 kg/m³, a więc jego gęstość względna jest większa od gęstości powietrza. Podczas rozprzestrzeniania gaz ten może kumulować się np. tuż nad powierzchnią gruntu. Wraz ze wzrostem temperatury do wartości ok. - 108°C metan staje się lżejszy od powietrza i łatwo poddaje się procesom wentylacyjnym powietrza. W przypadku wycieku LNG z urządzeń ciśnieniowych lub rurociągów będzie się on uwalniał do atmosfery. Proces ten związany jest z intensywnym, fizycznym mieszaniem się LNG z powietrzem. W fazie początkowej duża część LNG zawierać się będzie w uwolnionej chmurze początkowo w postaci aerozolu. Następnie w wyniku procesu mieszania z powietrzem nastąpi jego stopniowe ulotnienie.

1.4. Paliwa gazowe

W zależności od sposobu pozyskiwania paliwa gazowe dzieli się na następujące grupy:

- grupa I (S) - gazy sztuczne z przetworzenia paliw stałych i ciekłych oraz ich mieszaniny z gazami ziemnymi i płynnymi; grupa obejmuje trzy podgrupy: 25, 30 i 35,
- grupa II (L, E) - gazy ziemne pochodzenia naturalnego, których głównym składnikiem palnym jest metan; grupa obejmuje pięć podgrup: L_m, L_n, L_s, L i E (GZ50),
- grupa III (P, B) - propan, butan techniczny (gazy węglowodorowe płynne C₃-C₄),
- grupa IV (GP) - mieszaniny węglowodorów z powietrzem,
- grupa V (BG) - biogazy.

Gazy ziemne przesyłane siecią gazową powinny posiadać taką jakość, aby w gazociągach nie zachodził zjawiska powodujące niszczenie materiału gazociągów, a więc zjawiska erozji, abrazji i korozji wywołane nadmierną zawartością pyłów, tlenu, siarkowodoru, dwutlenku węgla i pary wodnej.

Najczęściej spotykane w transporcie i użytkowaniu skróty określające paliwa gazowe:

LNG - (ang. *Liquefied Natural Gas*) skroplony gaz ziemny, którego głównym składnikiem jest metan (ok. 89-95%). Jest magazynowany i transportowany w temperaturze -162°C i pod ciśnieniem ok. 1 atm.

CNG - (ang. *Compressed Natural Gas*) sprężony gaz ziemny, magazynowany pod ciśnieniem do ok. 25,0 MPa.

LPG - (ang. *Liquefied Petroleum Gas*) mieszanina propanu i butanu, magazynowana w postaci ciekłej w temperaturze otoczenia.

NGL - (ang. *Natural Gas Liquids*) homologu metanu do niego najbliższe, tzn. mieszanina głównie etanu, propanu i butanu.

GTL - (ang. *Gas To Liquids*) paliwo z przeróbki gazu ziemnego, magazynowane w postaci ciekłej, np.: metanol, DMF., paliwo do silników odrzutowych itp.

DME- (ang. *Dimethyl Ether*) eter dimetylowy, niekiedy dodawany wymiennie zamiast gazu ziemnego do sieci gazowych niskiego ciśnienia.

LFG- (ang. *Landfill Gas*) gaz wysypiskowy lub biogaz, zawiera głównie ok. 50—65% metanu, 30—40% dwutlenku węgla i 5—10% azotu.

1.5. Analiza procesów spalania w aspekcie kontroli emisji

Przy spalaniu gazu ziemnego występuje emisja takich czynników szkodliwych dla otoczenia, jak: dwutlenek węgla, tlenek węgla, tlenki azotu, tlenki siarki, pył lotny, metale ciężkie.

Dwutlenek węgla (CO₂) jest głównym produktem spalania węgla i gazu ziemnego. Podczas spalania paliw praktycznie cały węgiel zawarty w paliwie (minimum 99%) musi ulec przemianie do CO₂, bez względu na rodzaj zastosowanego układu spalania, co wynika z tego, że całkowite spalanie węgla

jest podstawowym warunkiem prawidłowego przebiegu procesu. Przedostający się do atmosfery dwutlenek węgla jest przyczyną powstawania tzw. efektu cieplarnianego. W porównaniu jednak do innych nośników energetycznych ilość CO₂, przypadająca na 1 kWh wyprodukowanej energii jest najmniejsza dla gazu ziemnego, co przedstawia tabela 1.5.

Tab. 1.5. Emisja CO₂ z różnych paliw [kg CO₂/kWh paliwa]

Paliwo	Węgiel brunatny	Węgiel kamienny	Ciężki olej opałowy	Lekki olej opałowy	Gaz ziemny
CO ₂	0,40	0,33	0,28	0,26	0,20

Tlenek węgla (CO) jest pośrednim produktem procesu spalania pierwiastka węgla i jego zawartość jest niewielka w porównaniu z ilością CO₂, odprowadzonego do atmosfery wraz ze spalinami. Obecność tlenku węgla w spalinach świadczy o niepełnym spalaniu i jest wynikiem zbyt niskiej temperatury spalania lub zbyt krótkiego czasu przebywania reagentów, lub złego wymieszania gazu z powietrzem.

Tlenki azotu (NO_x) są najgroźniejszym zanieczyszczeniem emitowanym w procesie spalania gazu ziemnego. Na emisję NO_x składa się głównie emisja tlenku azotu NO i dwutlenku azotu NO₂, czyli:

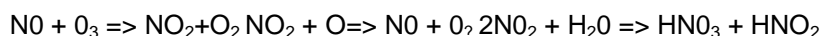


W procesie spalania powstaje głównie NO. Około 10% NO utlenia się do NO₂ już w komorze spalania. Dalsza, decydująca konwersja NO na NO₂, następuje w atmosferze w połączeniu z tlenem z powietrza.

Tab. 1.6. Emisja zanieczyszczeń z kotłów węglowych i gazowych

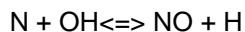
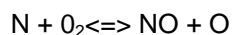
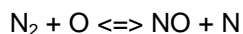
Emitowane zanieczyszczenia	Emisje zanieczyszczeń [ton/rok]	
	Kotły na paliwo stałe	Kotły na gaz ziemny
Dwutlenek siarki SO ₂	-5,51	0,006
Dwutlenek azotu NO ₂	0,45	0,31
Tlenek węgla CO	13,78	0,05
Pył lotny	3,35	0,04
Sadza	0,12	-
Dwutlenek węgla CO ₂	1,28	0,35

Tlenki azotu w powietrzu atmosferycznym podlegają następującym reakcjom:



W górnej warstwie atmosfery, w troposferze, NO_x redukuje zawartość ozonu. Pod wpływem promieniowania słonecznego i w obecności pary wodnej powstaje kwas azotowy HNO₃, który obok H₂SO₄ powoduje powstawanie tzw. „kwaśnych deszczów”. Proces powstawania NO_x z azotu

zawartego w powietrzu oparty jest również na następującym mechanizmie. W obszarze płomienia o temperaturze ponad 1300°C zachodzą reakcje cząsteczek azotu i tlenu zawartych w powietrzu potrzebnym do spalania ($X > 1$):



Prowadzi to do powstania znacznych ilości tlenku azotu. Temperatura jest czynnikiem decydującym o ilości powstałych NO, przy czym maksymalne ilości NO₂ powstają w temperaturze bliskiej 2000°C.

Obniżenie emisji NO₂ „termicznego” uzyskuje się poprzez:

- ujednoczenie rozkładu temperatur;
- obniżenie maksymalnej temperatury spalania;
- obniżenie koncentracji utleniacza;
- skrócenie czasu przebywania spalin w strefie wysokotemperaturowej.

1.6. Składniki paliw gazowych i ich właściwości toksyczne

Podstawowymi składnikami paliw gazowych są: wodór, tlenek węgla, metan i jego homologi, benzen i jego pochodne oraz gazy inertne, dwutlenek węgla i azot. Ze względu na specyficzne właściwości fizyczne i chemiczne oraz wysoką zawartość w paliwach gazowych niektóre z wyżej wymienionych gazów odgrywają znaczącą rolę jako składnikowych paliw, nadając im charakterystyczne właściwości. Zawartość niektórych gazów w powietrzu może w różny sposób działać na organizm człowieka. Pod względem działania na organizm człowieka gazy dzieli się na gazy obojętne i trujące. Podział gazów i par pod względem oddziaływania na człowieka pokazuje tabela 1.7., a możliwości wybuchu tabela 1.8.

Tab. 1.7. Podział gazów i par pod względem działania na organizm ludzki

Gazy obojętne	Gazy i pary trujące
Azot N ₂	Tlenek węgla CO
Wodór H ₂	Siarkowodór H ₂ S
Metan CH ₄	Dwusiarczek węgla CS ₂
Gaz ziemny	Amoniak NH ₃
Dwutlenek węgla CO ₂	Dwutlenek siarki SO ₂
Gazy szlachetne	Cyjanowodór HCN
	Pary organiczne (benzol, fenol itp.)
	Pary rtęci Hg
	Pary kwasów
	Gaz koksowniczy
	Gaz generatorowy
	Gaz wielkopieczowy
	Gaz konwertorowy
	Gaz mieszany
Tlen jest gazem niezbędnym do życia	

Tab. 1.8. Podział gazów i par pod względem możliwości wybuchu

Gazy i pary niewybuchowe	Gazy i pary wybuchowe
Azot N ₂	Metan CH ₄
Dwutlenek węgla CO ₂	Wodór H ₂
Dwutlenek siarki SO ₂	Tlenek węgla CO
Gazy szlachetne	Siarkowodór H ₂ S
Pary rtęci	Amoniak NH ₃
Pary kwasu siarkowego	Acetylen C ₂ H ₂
	Cyjanowodór HCN
	Gaz koksowniczy
	Gaz ziemny

Cechy charakterystyczne poszczególnych składników gazów palnych opisano poniżej.

Wodór H_2 jest gazem bez zapachu, 14 razy lżejszym od powietrza. Granice wybuchowości wodoru w mieszaninie z powietrzem wynoszą od 4,1 do 75%. Wodór po podgrzaniu łączy się gwałtownie z tlenem. Mieszanina wodoru z tlenem przy stosunku 2:1 nosi nazwę gazu piorunującego. Nie jest gazem trującym. Przy zwiększonych zawartościach wodoru w powietrzu może u człowieka nastąpić utrata przytomności, a nawet śmierć na skutek uduszenia z powodu braku tlenu.

Tlenek węgla - CO jest gazem bezbarwnym, bez zapachu, silnie toksycznym. Jako gaz palny posiada właściwości wybuchowe. Jego gęstość względem powietrza wynosi 0,97. Tlenek węgla wchłaniany jest przez drogi oddechowe, a po przeniknięciu przez ściany pęcherzyków płucnych wiąże się z hemoglobina, tworząc karboksyhemoglobinę, co w konsekwencji doprowadza do zmniejszenia ilości tlenu dostarczanego do tkanek. Tlenek węgla może uszkodzić ośrodkowy układ nerwowy, układ krążenia, wątrobę, nerki i inne narządy. W powietrzu pomieszczeń przemysłowych najwyższe dopuszczalne stężenie NDS dla CO wynosi 30 mg/m^3 . Jeżeli praca w atmosferze zanieczyszczonej tym gazem trwa nie dłużej niż godzinę - dopuszczalne stężenie CO wynosi 50 mg/m^3 . Przy pracy nie dłuższej niż 30 minut NDSC dla tlenku węgla wynosi 180 mg/m^3 . W garażach stężenie tlenku węgla określa się jako średnie na godzinę i podwyższenie jego zawartości w powietrzu do wartości 120 mg/m^3 nie może trwać dłużej niż 15 minut. Przy podwyższonej zawartości CO w pomieszczeniach powrót do przerwanej pracy może nastąpić nie wcześniej niż po upływie 2 godzin.

Jest produktem niecałkowitego spalania - głównie gazu ziemnego. Jego zawartość w gazach palnych i produktach spalania wynosi:

- w dymie z palenisk - $0,1 \div 3\%$;
- w spalinach - $3,5 \div 7\%$;
- na ulicach miast - do $0,02\%$.

Metan - CH_4 , zwany także gazem kopalnianym lub błotnym, jest gazem bez zapachu. Jest prawie dwa razy lżejszy od powietrza. Palny i wybuchowy. W mieszaninie z powietrzem wybuchu w granicach od 5 do 15%. Najsilniejszy wybuch ma miejsce przy zawartości 9,5% CH_4 w powietrzu (stężenie stechiometryczne). Nie jest gazem trującym, ale przy ułatnianiu się metanu w pomieszczeniu i na skutek wyparcia tlenu z powietrza może nastąpić uduszenie.

Duże ilości metanu znajdują się w gazie ziemnym (do 95%). Wykorzystywany jest do opalania pieców przemysłowych, w gospodarstwach domowych i jako surowiec chemiczny.

Metan jako składnik wysokokaloryczny wpływa dodatnio na wartość ciepła spalania. Cechuje go niska szybkość spalania. Spala się stabilnie.

Siarkowodór - H_2S jest gazem bezbarwnym o charakterystycznym zapachu. Wydziela się podczas gnicia substancji białkowych. Jego gęstość względem powietrza wynosi 1,19. Gaz palny działa silnie korodująco na metale. Jest gazem silnie trującym. Dopuszczalne jego stężenie w atmosferze roboczej wynosi 10 mg/m^3 . Jest wyczuwalny nawet przy stężeniu $1,4 \text{ mg/m}^3$. Po dłuższym wdychaniu H_2S człowiek przestaje wyczuwać jego woń wskutek porażenia organów powonienia - jest to początek ostrego zatrucia. Niebezpieczeństwo zatrucia siarkowodorem istnieje w kanałach i oczyszczalniach ścieków.

Amoniak - NH_3 jest gazem o charakterystycznym ostrym zapachu. Gęstość względem powietrza wynosi około 0,59. W powietrzu pali się trudno. Jest gazem trującym. Dopuszczalne stężenie na

stanowiskach roboczych wynosi 20 mg/m^3 . Może występować w kanałach jako produkt gnicia substancji organicznych. Skroplony amoniak, parując, pochłania znaczne ilości ciepła, co wykorzystuje się w chłodniach i przy produkcji sztucznego lodu.

Acetylen - C_2H_2 Jest gazem szeroko stosowanym w spawalnictwie. Otrzymuje się go w wyniku działania wody na węglík wapnia (karbid). Jest to gaz bezbarwny. Jest jednym z najbardziej niebezpiecznych gazów pod względem wybuchowości zarówno w stanie gazowym, jak i ciekłym. Butle z acetylenem pod ciśnieniem $0,2 \text{ MPa}$ i powyżej mogą wybuchnąć wskutek uderzenia i wstrząsów. Ze względu na niebezpieczeństwo wybuchu C_2H_2 , rozpuszcza się w acetonie i wprowadza do butli stalowych pokrytych odpowiednią masą. Likwiduje się w ten sposób jego skłonność do wybuchu i umożliwia bezpieczne przechowywanie i przewożenie. Ciśnienie C_2H_2 w butlach stalowych wynosi $1,5 \text{ MPa}$. Czysty acetylen nie jest gazem trującym. Często zawiera zanieczyszczenia, takie jak: H_2S , NH_3 , fosforowodór, które wpływają ujemnie na zdrowie.

Tlen - O_2 , jest gazem bez zapachu. Skrapla się na niebieskawą ciecz. Nie pali się, ale podtrzymuje palenie innych ciał. Niezbędny do życia ludzi, zwierząt i roślin. Jego gęstość względem powietrza wynosi $1,1$. Obniżenie jego zawartości w powietrzu do 16% wywołuje u człowieka uczucie duszności, wzmocnione bicie serca, zawroty głowy i skłonności do omdleń. Przy jego zawartości w powietrzu poniżej 15% człowiek nie jest zdolny do wysiłku fizycznego - niemożliwa jest szybka ucieczka. Przy zawartości $13\% \text{ O}_2$ w powietrzu grozi mu śmierć. Należy zachować ostrożność przy wchodzeniu do pomieszczeń słabo wentylowanych (kanały, studzienki, zbiorniki), gdzie może być niedostateczna ilość O_2 w powietrzu.

Czysty tlen stosuje się do cięcia, spawania metali, przy ratowaniu osób zatrutych gazem i innych celów medycznych.

Czysty tlen wdychany w zbyt dużym stężeniu (ponad 60%) może doprowadzić do uszkodzenia płuc. Oddychanie atmosferą wzbogaconą w tlen może doprowadzić do zapalenia płuc oraz uszkodzeń układu oddechowego. Zwiększona zawartość tlenu w powietrzu zwiększa ryzyko samozapłonów i wybuchów.

Wzrost stężenia tlenu w powietrzu może być wynikiem np. wyciekami tego gazu z instalacji tlenowej lub też kondensacji tlenu z powietrza. W niskich temperaturach gazy skroplone (płyny kriogeniczne) charakteryzują się zdolnością kondensacji gazów o wyższej temperaturze wrzenia. Kondensacja powietrza wzbogaconego w tlen zachodzi np. na powierzchniach nieizolowanych rurociągów transportujących ciekły azot lub hel. Powietrze może ulegać również kondensacji w wyniku bezpośredniego kontaktu z ciekłym azotem lub z powierzchnią, na którą został wylany ciekły azot. Jeżeli ciekły azot zostanie wylany na materiał porowaty (wata, tkanina itp.), to po jego odparowaniu nastąpi nasączenie porów tlenem, co może być przyczyną samozapłonu.

Dwutlenek węgla - CO_2 , jest gazem bezbarwnym, bez zapachu. W zasadzie nie jest gazem trującym, ale może doprowadzić do uduszenia wskutek wypierania tlenu z powietrza. Przy zawartości w powietrzu ponad $5\% \text{ CO}_2$, wywiera działanie drażniące na ośrodki oddechowe, a przy 8% zawartości w powietrzu z równoczesnym obniżeniem O_2 do 13% następuje utrata przytomności, a nawet śmierć.

W powietrzu atmosferycznym zawartość dwutlenku węgla jest produktem całkowitego spalania paliw stałych lub zupełnego spalania gazów zawierających tlenek węgla, metan i węglowodory ciężkie.

Dwutlenek węgla jest wykorzystywany do otrzymywania suchego lodu, stosuje się go przy sztucznym oddychaniu, gdyż pobudza drogi oddechowe. Dodaje się go w ilości 5 do 8% do tlenu stosowanego do sztucznego oddychania.

Azot - N_2 jest gazem bez zapachu, niepalnym, obojętnym w procesie oddychania. Na skalę techniczną czysty azot otrzymuje się ze skroplonego powietrza. Jest często stosowany w próbach szczelności gazociągów i instalacji gazowych. Ma niedoceniane właściwości duszące. Jako główny składnik powietrza i gaz obojętny stosuje się go do wytwarzania tzw. atmosfery ochronnej, czyli szybkiego zawężenia granic wybuchowości w chwili zagrożenia wybuchem.

Dwutlenek siarki - SO_2 , jest gazem niepalnym o ostrej, drażniącej woni. Występować może zarówno w gazie ziemnym, jak i w trakcie jego spalania w spalinach. Dwutlenek siarki wchłania się przez drogi oddechowe. Łatwo rozpuszcza się w wydzielinie błon śluzowych, tworząc kwas siarkowy, działający drażniąco na błony. Pierwsze objawy zatrucia mogą powstać nawet przy niezbyt dużych stężeniach dwutlenku siarki w powietrzu. Jest to podrażnienie błon śluzowych spojówek, dróg oddechowych oraz zaburzenia smaku i powonienia. Większe stężenia mogą być przyczyną śmierci. Jego gęstość względem powietrza wynosi 2,26.

Tetrahydrotiofen (THT) - C_4H_8S stosowany jest do nawaniania gazu ziemnego w celach bezpieczeństwa. Narażenie zawodowe może wystąpić przy uzupełnianiu nawaniacza w nawaniarniach gazu. Przy dużych stężeniach THT może powodować sinicę, drgawki, niedokrwistość hemolityczną, podwyższoną temperaturę ciała, śpiączkę (związaną z działaniem na ośrodkowy układ nerwowy). Może również drażnić tkankę płucną. Praktycznie nie stanowi niebezpieczeństwa dla użytkowników gazu ziemnego. Niskie stężenia nie powodują objawów zatrucia.

Ozon - O_3 , jest gazem bardzo reaktywnym. Charakteryzuje się silnym zapachem, wyczuwalnym przy stężeniu 0,015 ppm, a przy stężeniu 1 ppm utrudnia oddychanie i atakuje wzrok. Bezpieczna koncentracja dla człowieka wynosi około 0,1 ppm.

Gazy szlachetne - zalicza się do nich: hel, neon, argon, krypton, ksenon. Znajdują się w powietrzu atmosferycznym w ilości 0,67%, a śladowe ich zawartości posiada gaz ziemny zaazotowany. Gazy szlachetne są gazami niepalnymi, obojętnymi pod względem chemicznym i oddziaływania na organizm ludzki. W stanie czystym otrzymuje się je ze skroplonego powietrza.

1.7. Jakość gazu rozprowadzanego siecią gazową

Podstawowym warunkiem bezawaryjnej pracy sieci przesyłowych jest obecność w gazociągu tylko fazy gazowej. Transport gazu wraz z wykroploną wodą lub kondensatem węglowodorowym stwarza możliwość tworzenia się hydratów, ma negatywny wpływ na dokładność pomiarów, stanowi zagrożenie dla pracy tłoczni gazu, a także jest przyczyną zwiększonych oporów przepływu, co w konsekwencji powoduje wzrost strat ciśnienia gazu, a w następstwie wzrost zapotrzebowania na energię niezbędną do sprężania gazu. Wynika z tego, że z punktu widzenia eksploatacji systemu przesyłowego gazu najistotniejszymi parametrami są te właściwości fizykochemiczne gazu, które określają możliwość wykroplenia się kondensatu wodnego lub węglowodorowego. Parametrami tymi są temperatury punktów rosy wody oraz temperatury punktów kondensacji węglowodorów zawartych

w gazie przy ciśnieniach panujących w sieci przesyłowej. Jakość gazu ziemnego w Polsce określają przepisy, które obowiązują dostawców i producentów paliw gazowych, w procesach wytwarzania, uzdatniania, przesyłania i rozprowadzania ich wspólną siecią. Przepisy precyzują maksymalną, dopuszczalną temperaturę punktu rosy wody przy ciśnieniu 5,5 MPa, która bez względu na porę roku nie może być wyższa od -5°C . Przepis ten dopuszcza jednak, by w sezonie letnim (od 1 kwietnia do 30 września) zawartość wody w gazie była wyższa i tak maksymalna temperatura punktu rosy w tym okresie wynosić może $+3,7^{\circ}\text{C}$.

Gaz ziemny transportowany sieciami gazowymi zwykle zawiera pyły występujące w różnym stężeniu i różnej wielkości ziarna. Według przyjętych norm zapylenie gazu dla przemysłu nie powinno przekraczać stężenia $4\text{--}6\text{ mg/m}^3$, a dla celów komunalnych 1 mg/m^3 . Jako graniczną, dopuszczalną wartość stężenia pyłu w sieci przesyłowej należy przyjąć wartość $1,6\text{ mg/m}^3$. Zapylenie gazociągów jest zjawiskiem niepożądanym i szkodliwym, mającym ujemny wpływ na eksploatację całej sieci gazowej. Podstawowym źródłem zapylenia gazu ziemnego jest erozyjne działanie piasku pochodzenia złożowego oraz zanieczyszczeń pozostawionych po budowie, jak zgorzelina, piasek itp. Cząsteczki tych materiałów, unoszone przez strumień gazu, na skutek tarcia, uderzeń o ściany rur i wzajemnych zderzeń ulegają stopniowemu rozdrobnieniu i rozprzestrzeniają się po całym gazociągu. Intensywność procesu pyłotwórczego zależy od wielu czynników, z których największe znaczenie ma prędkość liniowa gazu, kohezja, czyli spójność pyłu, stopień zawilgocenia i średnica ziaren.

Wraz ze wzrostem wilgotności gazu kohezja zwiększa się, a maleje ze wzrostem wymiarów ziaren pyłu. Trudności spowodowane zapyleniem gazu występują wyraźnie, gdy gaz jest nienasycony parą wodną, a zwłaszcza gdy jego wilgotność względna spada poniżej 7,0%. W przypadku gazów zawierających parę wodną, tlen i składniki kwaśne, jak np. dwutlenek węgla, siarkowodór, cyjanowodór czy amoniak, głównym źródłem zapylenia gazociągów jest korozja chemiczna rur stalowych.

W wyniku procesu korozji na ścianach gazociągu odkładają się osady, które następnie odrywają się i w czasie ich przenoszenia w strumieniu gazu ulegają stopniowemu rozdrobnieniu nawet do wymiarów poniżej 0,001 mm. Wraz ze wzrostem zawartości pary wodnej zwiększa się korozja stali, ale zmniejsza się możliwość przemieszczania pyłów, gdyż zwiększa się adhezja cząsteczek pyłu, a także powstają kondensaty, które wiążą cząstki pyłu w gazociągu.

W przypadku gazów ziemnych rozprowadzanych siecią rozdzielczą ich jakość powinna być taka, aby urządzenia spalające gaz pracowały prawidłowo, tzn. aby zapewniona została odpowiednia wartość liczby Wobbego i ciśnienie przed odbiornikiem gazu. Gaz powinien posiadać określoną wartość kaloryczną oraz być nawoniony w celu wykrycia jego niekontrolowanych wpływów z sieci rozdzielczej, instalacji i urządzeń gazowych. Spaliny nie powinny zawierać pochodzących z gazu zanieczyszczeń w postaci związków siarki i par rtęci w ilościach zagrażających zdrowiu użytkownika, jak i czystości atmosfery.

1.8. Wymagania techniczne dotyczące budowy elementów wyposażenia instalacji rozprowadzania gazów węglowodorowych C₃- C₄

1.8.1. Wprowadzenie

Gazy węglowodorowe C₃-C₄ określane są jako tzw. gazy płynne (nie jest to zgodne z prawdą z fizycznego punktu widzenia). Określenie takie znalazło zastosowanie w szeregu wymaganiach technicznych, publikacjach książkowych, artykułach, jak i w rozporządzeniach ministrów. W instalacjach zbiornikowych i butlach, gaz węglowodorowy C₃-C₄ występuje zazwyczaj w stanie ciekłym i na skutek zmiany warunków termodynamicznych podlega odparowywaniu, aż do uzyskania stanu równowagi. Gazy węglowodorowe C₃-C₄ określa się często skrótem LPG (ang. *Liquefied Petroleum Gas*). Otrzymuje się je z gazów rafineryjnych przy przeróbce ropy naftowej lub jej produktów oraz z gazu ziemnego mokrego, podczas stabilizacji gazoliny surowej. Problematyka dotycząca ogólnie dystrybucji gazów węglowodorowych C₃-C₄ zawarta jest w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. Nr 75, poz. 690, z późn. zm.) - zwanego dalej „rozporządzeniem MI”, i dotyczy głównie wymagań związanych z doprowadzeniem tego paliwa gazowego do urządzeń gazowych. W zakresie dotyczącym rozprowadzania gazu węglowodorowego w rozporządzeniu MI podane są tylko wymagania związane z doprowadzeniem gazu węglowodorowego C₃- C₄ do pojedynczych urządzeń gazowych zainstalowanych w mieszkaniach odbiorców, a więc jest to problem tylko instalacji gazowych oraz w ograniczonym zakresie lokalizacji zbiorników tego paliwa głównie na działkach odbiorców. Wymagania techniczne dotyczące budowy sieci gazowych zawarte w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie (Dz. U. poz. 640) nie mogą być stosowane przy rozprowadzaniu gazów węglowodorowych (C₃-C₄). Różnego rodzaju problemy techniczne, eksploatacyjne i ekonomiczne ograniczają możliwości stosowania gazu węglowodorowego C₃-C₄ głównie do zaopatrywania w gaz mieszkańców budynków do celów komunalnych, indywidualnego ogrzewania pomieszczeń oraz częściowo w ograniczonym zakresie do celów poza komunalnych, czyli na potrzeby drobnego przemysłu i rzemiosła.

1.8.2. Gazy węglowodorowe wykorzystywane do zasilania odbiorców

Gazy węglowodorowe C₃-C₄, produkowane są zgodnie z normą dopuszczającą do stosowania 3 rodzaje tych gazów, różniących się w sposób zasadniczy składem chemicznym. Wyróżnia się poniżej podane gazy płynne, różniące się zawartością głównych składników, podanych w procentach wagowych:

- propan techniczny (mieszanina C); zawartość propanu 90-100% i butanu 10+0%,
- mieszaniny propan-butan (mieszanina B); zawartość propanu 18+55% i butanu 82+45%,

- butan techniczny (mieszanka A); zawartość propanu 5+0% i butanu 95+100%.

Temperatura wrzenia propanu pod ciśnieniem 1 atm. równa jest -42°C , natomiast butanu $-0,5^{\circ}\text{C}$. Tak duża różnica w temperaturach wrzenia powoduje ograniczenia w stosowaniu poszczególnych rodzajów produkowanych gazów, mimo stosunkowo niezbyt dużych różnic w wartościach opałowych. Innym istotnym parametrem fizycznym tych paliw gazowych, mającym wpływ na zakres ich stosowania w dystrybucji gazu, są różnice w wielkościach gęstości. Propan (C_3H_8) posiada gęstość w warunkach normalnych dla fazy gazowej $2,019 \text{ kg/m}^3$, natomiast n-butan (C_4H_{10}) $2,703 \text{ kg/m}^3$ i i-butan (C_4H_{10}) $2,668 \text{ kg/m}^3$ co odpowiada gęstościom względnym dla propanu 1,562 i butanu 2,091 i 2,064. Przechodząc w fazę ciekłą gazy te osiągają ok. 1/290 (propan) i ok. 1/230 (butan) objętości jaką miały w fazie gazowej. Są to gazy bezbarwne i bezwonne, a więc dla celów bezpieczeństwa podobnie jak gaz ziemny są nawaniane.

Wielkości te są przyczyną stosowania innych warunków doprowadzania tych paliw do odbiorców i lokalizacji przewodów rozprowadzających te gazy niż dla gazów ziemnych. Niekontrolowane skraplanie się lub odparowywanie tych gazów w warunkach eksploatacyjnych może powodować nadmierny wzrost lub spadek ciśnienia w przewodach oraz innych elementach wyposażenia i tym samym wystąpienia zakłóceń w funkcjonowaniu urządzeń gazowych, a przy tym obniżeniu bezpieczeństwa użytkowników instalacji. Biorąc pod uwagę temperatury wrzenia składników gazu węglowodorowego $\text{C}_3\text{-C}_4$, przy uwzględnieniu występujących w Polsce warunków klimatycznych, tzn. w skrajnych przypadkach temperatur otoczenia od -25°C do $+35^{\circ}\text{C}$, można jednoznacznie wykluczyć powszechne stosowanie butanu do zasilania urządzeń gazowych w budynkach, do których gaz jest doprowadzany rozbudowanym układem rurociągów instalacji zbiornikowej. Problem ze stosowaniem takiego rodzaju gazu występuje szczególnie w okresie zimy, gdy występują niskie temperatury otoczenia. Należy także uznać, iż zastosowanie mieszanin propanu i butanu, ze względu na możliwość wystąpienia większych stężeń butanu w mieszaninie w warunkach eksploatacyjnych, może również powodować wystąpienie komplikacji eksploatacyjnych w okresie zimy. Mieszanki propanu z butanem, mogą być stosowane tylko w określonych warunkach terenowych i warunkach wykonania i zabezpieczenia przed niskimi temperaturami rozprowadzanego paliwa gazowego. O szczegółowych zakresach stosowania tego paliwa powinien decydować projektant i inwestor, uwzględniając lokalne warunki budowy i cel wykorzystania tego paliwa.

Bez względu na sposób wykorzystania gazów węglowodorowych $\text{C}_3\text{-C}_4$ wskazane jest, aby gaz ten był możliwie o jednorodnym składzie. Jednorodność składu jest szczególnie ważna tam, gdzie występują znaczne zmiany temperatury otoczenia i warunków, w jakich ten gaz jest rozprowadzany. Problem dotyczy więc instalacji zbiornikowej i rozprowadzającego gaz układu gazociągów. W niewielkim zakresie problemy eksploatacyjne występują w przypadku instalacji zlokalizowanych wewnątrz budynków. Propan i butan posiadają zasadniczo różne prężności par w zależności od temperatury gazu, co może być przyczyną poważnych problemów eksploatacyjnych i ogranicza stosowanie tego rodzaju gazów palnych w rozprowadzaniu sieciami gazowymi. Parametry mieszanin gazów płynnych, na skutek identyczności budowy molekuł, w przybliżeniu są proporcjonalne do koncentracji i

parametrów oddzielnych komponentów. W warunkach eksploatacyjnych najistotniejszy jest sposób określenia równowagi układu dwufazowego (para-ciecz) określony prawem Daltona-Raoula. Prawo to ustala zależność

$$yP = xP$$

gdzie:

y - koncentracja molowa komponentu w fazie gazowej w %,

P - całkowite ciśnienie mieszaniny, x - koncentracja molowa w fazie ciekłej %,

P - ciśnienie parcjale komponentu ciekłego.

Przy naruszeniu równowagi w układzie dwufazowym wskutek zmiany temperatury lub ciśnienia rozpoczyna się ponowny podział komponentów pomiędzy fazy, który trwa tak długo, dopóki ciśnienie parcjale każdego z nich w fazie gazowej i ciekłej nie wyrówna się. Składniki (komponenty) o ciśnieniu par mniejszych od ogólnego ciśnienia mieszaniny będą mieć większą koncentrację w fazie ciekłej niż w gazowej. Stan węglowodorów znajdujących się w mieszaninie określony jest nie tylko przez ciśnienie i temperaturę lecz również poprzez skład gazu i cieczy.

W przypadku zasilania pojedynczych budynków, którymi najczęściej są budynki jednorodzinne zlokalizowane na terenach wiejskich, gdzie brak jest sieci gazowej do zasilania urządzeń gazowych, wykorzystuje się najczęściej jako źródło zasilania małe butle instalowane w pojedynczych pomieszczeniach odbiorców podłączane do poszczególnych urządzeń, pojedyncze zbiorniki z gazem lokalizowane na działce odbiorcy w sąsiedztwie budynku. Obowiązujące aktualnie wymagania techniczne dopuszczają także do zasilania budynków pojedyncze butle o pojemności powyżej 30 kg lub ich baterie, instalowane także przed budynkiem.

W przypadku instalowania do zasilania odbiorców wymienionych butli można *wyróżnić* tak zalety, jak i wady rozwiązania. Do zalet zalicza się:

- możliwość łatwego dostarczenia gazu,
- zwiększania liczby butli w baterii do ustalonej maksymalnej liczby,
- łatwość lokalizacji,
- zwiększenie chwilowego maksymalnego poboru gazu,
- łatwy demontaż baterii. Do wad zalicza się natomiast:
- ograniczone możliwości w zakresie pojemności zbiornikowej,
- nadmierna wielkość orurowania ze względu na konieczność wykonania połączeń poszczególnych butli w baterii,
- mniejsze bezpieczeństwo użytkowania ze względu na liczbę elementów składowych baterii.

Instalowanie baterii butli do zasilania instalacji gazowych ma uzasadnienie tylko w warunkach, gdy gaz jest konieczny jako zastępcze źródło paliwa gazowego przez krótki okres czasu. W przypadku standardowych potrzeb w zakresie zaopatrzenia w gaz do celów komunalnych lub centralnego ogrzewania przez odbiorcę, właściwym rozwiązaniem jest stosowanie pojedynczych zbiorników.

1.8.3. Sposoby zasilania odbiorców gazem węglowodorowym C₃-C₄

Do zasilania gazem węglowodorowym C₃-C₄ urządzeń gazowych w pojedynczych budynkach lub ich zespołach można stosować:

- butle do 11 kg,
- butle o zawartości gazu do 33 kg,
- baterie butli w liczbie nieprzekraczającej 10 sztuk,
- pojedyncze zbiorniki o pojemności do 10 m³
- pojedyncze zbiorniki o pojemności powyżej 10 m³ do 100 m³
- zespoły zbiorników o pojemności powyżej 10 m³ (liczba zbiorników w zespołach nie powinna przekraczać 6 sztuk).

Małe butle do 11 kg, zgodnie z § 177 rozporządzenia MI, mogą być instalowane w ilości nie większej niż 2 w mieszkaniu jednego odbiorcy. Butle o zawartości gazu nie większej niż 33 kg stosowane są do zasilania pojedynczych budynków lub zespołów budynków. Butle powinny być umieszczone na zewnątrz budynków w miejscu oznakowanym na utwardzonym podłożu, pod zadaszeniem chroniącym od wpływu czynników atmosferycznych. Mogą być instalowane w baterie w liczbie nieprzekraczającej 10 sztuk. Butle w baterii powinny być podłączone do kolektora wykonanego z rury stalowej bez szwu lub rury przewodowej łączonej przez spawanie. Niedopuszczalne jest wykonywanie kolektorów z rur miedzianych lub z tworzyw sztucznych.

Przy lokalizacji baterii butli należy zachować odległości od otworów okiennych lub drzwiowych nie mniejsze niż 2 m.

Urządzenia, jakimi są baterie butli z dodatkowym wyposażeniem o zawartości gazu do 33 kg, pojedyncze zbiorniki lub ich zespoły powinny być dopuszczone do stosowania przez Urząd Dozoru Technicznego oraz posiadać świadectwa wydane przez wytwórcę potwierdzające ich przydatność do eksploatacji.

Urządzenia przeznaczone do magazynowania gazu węglowodorowego C₃-C₄ dla potrzeb odbiorców mogą być wykorzystywane jako stałe montowane do podłoża, unieruchomione w inny sposób lub jako przewoźne.

Urządzenia magazynowe takie jak butle i zbiorniki oraz ich liczba powinny być dobierane przy uwzględnieniu charakterystyki poboru gazu przez odbiorców w krótkich i długich przedziałach czasowych oraz miejsc lokalizacji.

Pojedyncze butle lub ich baterie powinny być instalowane w miejscach nienarażonych na podgrzanie gazu w butli do temperatury powyżej 40°C, a także w miejscach, w których nie będą narażone na uszkodzenia mechaniczne.

Niedopuszczalne jest lokalizowanie butli lub ich baterii, a także zbiorników w zagłębieniach terenu.

Butle gazu płynnego powinny być ustawione zaworami do góry, zabezpieczone przed przewróceniem, z zamontowanymi ogranicznikami wypływu gazu. W bateriach butli urządzenia stabilizujące wysokość ciśnienia gazu (reduktory) mogą być instalowane indywidualnie na każdej butli lub jeden reduktor dla całej baterii. W pomieszczeniu instalowania butli nie powinno być temperatury wyższej niż 35°C. Butle powinny być umieszczone w odległości co najmniej 1,5 m od urządzeń gazowych lub innych urządzeń

promieniujących ciepło. Wymóg ten nie dotyczy zespołów urządzeń gazowych z butlami wykonywanych fabrycznie.

Butli nie należy instalować w odległości mniejszej niż 1 m od urządzeń powodujących iskrzenie.

Do łączenia butli z urządzeniem gazowym należy stosować przewody o długości nie- przekraczającej 3 m, posiadające wytrzymałość na ciśnienie nie mniejsze niż 300 kPa oraz temperaturę do 60°C.

W pomieszczeniu, gdzie instalowane jest urządzenie o mocy nominalnej przekraczającej 10 kW, należy butlę z gazem płynnym połączyć z urządzeniem gazowym stosując przewód elastyczny oraz odcinek przewodu stalowego o długości co najmniej 0,5 m, zamontowanego pomiędzy przewodem elastycznym a urządzeniem gazowym. Podłoga pomieszczeń, w których instalowane są urządzenia gazowe nie powinna być zlokalizowana poniżej poziomu terenu. Za pomieszczenie, którego podłoga zlokalizowana jest powyżej poziomu terenu uznaje się takie, gdzie przynajmniej jedna ściana pomieszczenia jest zlokalizowana powyżej poziomu terenu. Butle gazowe instalowane w mieszkaniach najczęściej napełnione są mieszaniną propanu z butanem. Po znacznym szczypaniu gazu z butli pozostaną w niej resztki gazu, którego podstawowym składnikiem jest butan. Zwiększenie poboru gazu z takiej butli może być dokonane przez doprowadzenie ciepła do butli. Doprowadzenie ciepła może być dokonane tylko bez wykorzystania otwartego ognia lub urządzeń elektrycznych. Podane ogólne wymagania dotyczące instalowania butli i ich baterii ma uzasadnienie techniczne wynikające z wieloletnich badań eksploatacyjnych. Zbiorniki i butle mogą być napełnione gazem nie więcej niż do 85% ich pojemności wodnej. Jeżeli butla z gazem płynnym lub zbiornik zostaną wypełnione w całej objętości wodnej, to przy wzroście temperatury gazu znacznie wzrasta ciśnienie, więcej niż wynikałoby to z krzywej parowania. Zjawisko to spowodowane jest wzajemnym oddziaływaniem ściśliwości płynu i jego termicznego rozszerzania. Oszacowanie wzrostu ciśnienia w funkcji temperatury w zbiornikach (butlach) przepelnionych możliwe jest tylko na drodze doświadczalnej. W przypadku butli wypełnionej propanem wyniki takich pomiarów podano w tabeli 1.9.

Tab. 1.9. Przybliżony wzrost ciśnienia w butli napełnionej propanem w zakresie jej pojemności wodnej w zależności od temperatury

Temperatura propanu w °C	Ciśnienie w butli w MPa
0	1
10	6,5
20	13
30	20
40	27
50	33

Analizując podaną tabelę łatwo stwierdzić, iż butla gazowa wypełniona w całej objętości wodnej w podwyższonych temperaturach wytwarza olbrzymie ciśnienie stanowiące bardzo duże zagrożenie dla użytkowników w przypadku jej rozerwania. Jak wynika z doświadczeń eksploatacyjnych, średnie

zużycie gazu płynnego w ciągu miesiąca przez jednego odbiorcę do celów komunalnych jest równe 6-7,5 kg, natomiast w ciągu roku zużycie to wynosi średnio 40-50 kg.

Dopuszcza się umieszczanie baterii butli w wolnostojących budynkach parterowych bez podpiwniczenia, wyposażonych w wentylację grawitacyjną oraz otwory wywiewne lokalizowane na wysokości nie większej niż 0,15 m nad poziomem podłogi. Budynek przeznaczony do instalowania butli powinien być wykonany z materiałów niepalnych, z podaniem informacji (oznakowanie) o jego przeznaczeniu. Taki sposób lokalizacji baterii butli pozwala na zabezpieczenie ich przed dostępem osób niepowołanych. Pojedyncze butle z gazem węglowodorowym lub ich baterie mogą być instalowane przy ścianach budynków wykonanych z materiałów o odporności ogniowej RE I 120. Ważnym wymaganiem, który powinien być przestrzegany ze względów bezpieczeństwa użytkowników, jest zachowanie odpowiednich odległości butli od otworów w ścianach budynków takich jak okna, wyloty kanałów wentylacyjnych i dymowych oraz od wylotów na poziomie gruntu studzienek kanalizacyjnych, zlokalizowanych różnego rodzaju urządzeń elektrycznych mogących stanowić zagrożenie wybuchu mieszaniny gazu z powietrzem. Podane poniżej szacunkowe odległości nie są obowiązującymi w Polsce wymaganiami technicznymi zawartymi w odpowiednich aktach prawnych, lecz są zaczerpnięte z przepisów rosyjskich, angielskich i amerykańskich. Dopuszcza się instalowanie butli lub ich baterii w odległości:

- 2,0 m od otworów w ścianie budynku z wylotami wykonanymi na poziomie gruntu,
- 2,0 m od wylotów kanałów wentylacyjnych i spalinowych mierząc odległość w rzucie poziomym,
- 1,5 m od okien,
- 2,0 m od wylotów studzienek kanalizacyjnych, przewodów elektrycznych instalacji odgromowych i urządzeń iskrzących. Odległości powinny być mierzone od skrajnych zaworów butli i węzłów redukcji ciśnienia. Podane odległości mogą być zmniejszone, jeżeli pomiędzy butlami a budynkiem zostanie wykonana przegroda z materiału niepalnego o odporności ogniowej RE I 120. Przegroda powinna być wykonana z zachowaniem odległości powyżej 0,5 m poza obrys butli. Odległości powinny być mierzone od skrajnych zaworów butli i węzłów redukcji ciśnienia zainstalowanych do redukcji ciśnienia gazu z butli.

1.8.4. Zbiorniki magazynowe gazów węglowodorowych C₃-C₄

Za instalację zbiornikową gazów węglowodorowych C₃-C₄ należy uważać zespół urządzeń składających się ze zbiornika albo grupy zbiorników z armaturą, osprzętem i urządzeniem redukcji ciśnienia z zainstalowanym zaworem odcinającym. Zbiorniki mogą być instalowane jako naziemne, podziemne lub zagłębione w gruncie. Powinny być dopuszczone do stosowania przez Urząd Dozoru Technicznego. Zbiorniki na gazy węglowodorowe - co jest bardzo istotne - mogą z punktu widzenia technologicznego pełnić różne funkcje. Najprostszą funkcją jest wykorzystywanie ich tylko do celów magazynowych. Takie ich wykorzystywanie nie narządza istotnych problemów technologicznych ze względu na fakt, iż w większości przypadków wykonywane są tylko dwie czynności podczas ich eksploatacji, polegające na ich napełnianiu i opróżnianiu. Problem jest znacznie bardziej skomplikowany, gdy gazy węglowodorowe są wykorzystywane do zasilania urządzeń gazowych u

odbiorców. W takim przypadku w zbiornikach występuje szereg procesów fizycznych mających wpływ na prawidłowe zasilanie urządzeń gazowych. Problem dodatkowo komplikuje się przez fakt, iż pobór paliwa gazowego jest zmienny w czasie i inaczej przebiega w okresie niskich temperatur otoczenia, a inaczej gdy temperatura otoczenia jest wysoka. Dodatkowym problemem technologicznym jest stosowanie gazów węglowodorowych o niejednorodnym składzie. Własności fizyczne różnych składników gazów węglowodorowych bardzo się różnią w temperaturach funkcjonowania zbiorników, którymi są temperatury otoczenia. Ponadto - co jest bardzo istotne - procesy odparowywania gazów węglowodorowych ze zbiorników nie są w dostatecznym zakresie rozpoznane.

Rozporządzenie MI w § 179 dopuszcza do zasilania budynku lub zespołu budynków z jednego zbiornika lub z grupy zbiorników, przy czym liczba zbiorników naziemnych w grupie nie powinna przekraczać 6 sztuk a ich łączna pojemność nie powinna przekraczać 100 m³. Odległość grupy zbiorników, gdy łączna pojemność nie przekracza 30 m³ nie powinna być mniejsza niż 7,5 m, natomiast gdy łączna pojemność przekracza 30 m³ odległość ta nie powinna być mniejsza niż 15 m. Podany wymóg nie ma żadnego znaczenia praktycznego, gdyż dotyczy tylko stacji zbiornikowych. Grupy budynków mieszkalnych nie mogą być zasilane z zespołów grup zbiorników zlokalizowanych obok siebie, gdyż nie ma to żadnego uzasadnienia technicznego i przede wszystkim praktycznego. Do tego celu wystarczy tylko jedna grupa lub np. dwie grupy zlokalizowane w różnych miejscach zasilanego rejonu. Wymagania techniczne określają dopuszczalne

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych.

odległości od budynków mieszkalnych i budynków użyteczności publicznej, co podaje tabela 1.10. W tabeli tej określono odległości zbiorników naziemnych i podziemnych od budynków, przy czym z zapisu § 179 pkt 2 nie wynika, iż tak zlokalizowane zbiorniki w ogóle są dopuszczone do stosowania. Kolumna 1 tabeli wyszczególnia tylko zbiorniki pojedyncze bez określenia, że dotyczy ona również grup zbiorników. Kolumna 4 tabeli jest także niezbyt precyzyjna i dopuszcza bez uzasadnienia do instalowania obok siebie dużej liczby zbiorników o dużej pojemności magazynowej. Takie traktowanie problemu potwierdza tylko, iż problematyka dotyczy głównie magazynowania gazów węglowodorowych, a nie wykorzystywania tych gazów do zasilania odbiorców komunalnych lub innych.

Tab. 1.10. Odległości budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej od zbiorników gazów węglowodorowych C₃-C₄

Nominalna pojemność zbiornika w m ³	Odległość budynków mieszkalnych, budynków zamieszkania zbiorowego i budynków użyteczności publicznej od		Odległość od sąsiedniego zbiornika naziemnego w m
	zbiornika naziemnego w m	zbiornika podziemnego w m	
1	2	3	4
do 3	3	1	1
powyżej 3 do 5	5	2,5	1
powyżej 5 do 7	7,5	3	1,5
powyżej 7 do 10	10	5	1,5
powyżej 10 do 40	20	10	V» sumy średnic dwóch sąsiednich zbiorników
powyżej 40 do 65	30	15	
powyżej 65 do 100	40	20	

Rozporządzenie określa także, iż zbiorniki nie mogą być sytuowane w zagłębieniach terenu, w miejscach podmokłych oraz w odległości mniejszej niż 5 m od rowów, studzienek lub wpustów kanalizacyjnych. Od budynków produkcyjnych i magazynowych powinna być zachowana odległość: dla zbiorników do 10 m³ nie mniejsza niż odległość określona w tabeli w kolumnach 2 lub 3, natomiast dla zbiorników powyżej 10 m³ nie mniejsza niż połowa odległości podanej w tabeli w kolumnach 2 lub 3. W przypadku lokalizowania zbiorników przy granicy z sąsiednią działką budowlaną należy zachować odległość nie mniejszą niż połowa odległości określonej w tabeli 2 w kolumnie 2 lub 3, przy zachowaniu wymaganej odległości od budynku danego rodzaju. Podane odległości mogą być zmniejszone do 50% w przypadku zastosowania wolno stojącej ściany oddzielenia przeciwpożarowego o klasie odporności ogniowej co najmniej RE I 120, usytuowanej pomiędzy zbiornikiem a budynkiem. Wymiary wolnostojącej ściany oraz jej odległość od zbiornika powinny być tak dobrane, aby osłonić zbiornik od tej części budynku, która znajduje się w odległości mniejszej niż określona w tab. 2 w kolumnie 2 od dowolnej części zbiornika. Dla zbiorników o pojemności do 10 m³ odległość może być zmniejszona jak podano powyżej, a także gdy pionowy pas ściany budynku, przy którym lokalizowany jest zbiornik o szerokości co najmniej równej rzutowi równoległemu zbiornika, powiększonej po 2 m z obu stron, oraz o wysokości równej wysokości budynku, będzie miał klasę odporności ogniowej co najmniej RE I 120 i w tym pasie ściany nie będą się znajdować otwory okienne i drzwiowe.

Instalacje gazowe w budynkach zasilane ze zbiorników mogą być zasilane z zastosowaniem dwóch stopni redukcji ciśnienia gazu. I stopień redukcji stabilizuje ciśnienie wylotowe ze zbiorników, a II stopień redukuje wysokość ciśnienia do poziomu wymaganego przez urządzenia gazowe. Drugi

stopień redukcji zainstalowany jest w bezpośrednim sąsiedztwie budynku lub też na ścianie budynku lub w ścianie budynku, czyli tak, jak instalowane są kurki główne i reduktory średniego ciśnienia określane także jako reduktory domowe.

Zbiorniki powinny być instalowane na terenie ogrodzonym, wyposażonym w drogi dojazdowe. W przypadku instalowania zbiornika na terenie działki stanowiącej własność odbiorcy nie jest wymagane wykonywanie ogrodzenia. Teren pod zbiornikiem naziemnym powinien być wolny od zagłębień i studzienek kanalizacyjnych, wodociągowych i ciepłowniczych, a nawierzchnia tego terenu powinna być pokryta żwirem lub podsypką piaskową bez zanieczyszczeń materiałami łatwopalnymi. Podpory, na których ustawiany jest zbiornik naziemny powinny posiadać klasę odporności ogniowej co najmniej RE I 120.

Zbiorniki powinny być wyposażone w:

- zawory bezpieczeństwa,
- zawory odcinające wypływ gazu,
- poziomowskazy,
- manometry,
- węzły redukcji ciśnienia gazu,
- inne elementy, których montaż zależny jest od pojemności zbiornikowej zespołu zbiornikowego, przeznaczenia itp.

Nie zaleca się, aby zbiorniki o pojemności do 10 m³ były instalowane w zespoły. Zbiorniki do 10 m³ są najczęściej stosowanymi zbiornikami do zasilania pojedynczych gospodarstw na terenach wsi. Zbiorniki te produkowane są o różnych pojemnościach. Możliwość ich dostarczenia także nie jest trudna. Odbiorcy gazów węglowodorowych wykorzystujący tego rodzaju paliwo również do celów technologicznych mogą starać się z wielu względów do instalowania zespołu zbiorników o małych pojemnościach, co może mieć w pewnych przypadkach uzasadnienie praktyczne. Nie zawsze pobór paliwa w jednostce czasu musi być taki sam, dlatego takie rozwiązanie może być wygodne dla odbiorcy. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt, iż większa liczba zbiorników o małych pojemnościach znacznie zwiększa problemy bezpieczeństwa ich użytkowania przez montaż nadmiernej ilości urządzeń wymaganych do ich funkcjonowania, takich jak: orurowanie zbiorników, zawory odcinające, zawory bezpieczeństwa, węzły redukcji ciśnienia itp. W przypadku tak małych zbiorników mała jest także powierzchnia wymiany ciepła i tym samym zmniejszają się dopuszczalne chwilowe pobory fazy gazowej ze zbiornika. Warunki eksploatacji takich zbiorników mogą się znacznie różnić pomimo ich lokalizacji w stosunkowo niewielkich odległościach od siebie. W zespoły nie powinny być łączone zbiorniki o różnych pojemnościach. Ten wymóg jest szczególnie ważny w przypadku zbiorników o małych pojemnościach. Możliwość wielkości chwilowego poboru fazy gazowej ze zbiorników jest ściśle zależna od pojemności zbiornika. Im większa pojemność zbiornika, tym większy możliwy chwilowy pobór fazy ciekłej. Jeżeli zostaną podłączone do wspólnego kolektora zbiorniki o różnych pojemnościach, po pewnym okresie eksploatacji skład fazy ciekłej będzie się bardzo różnił w połączonych zbiornikach, zakłócając funkcjonowanie urządzeń gazowych i instalacji zasilających. Ponadto - co także jest istotne - ciśnienie w tak połączonych zbiornikach będzie się znacznie różnić.

Zbiorniki podziemne i przysypane łączone w zespoły tylko do celów związanych z zasilaniem odbiorców należy montować w warunkach, gdzie występują porównywalne przewodności cieplne gruntu. Wymóg ten można także sformułować inaczej określając, iż dopuszczalne jest łączenie w zespoły zbiorników tylko podziemnych, tylko przysypanych lub tylko naziemnych.

Zewnętrzne powierzchnie zbiorników naziemnych powinny być pokryte farbami o zdolności odbijania promieniowania cieplnego wynoszącej co najmniej 70%. Taki wymóg jest istotny w przypadku okresów letnich, gdy zbiorniki nie są instalowane w miejscach zadaszonych. Nadmierne nagrzanie powierzchni zbiornika znacznie podwyższa prężność par składników fazy gazowej.

Odległości pomiędzy ścianami zewnętrznymi zbiorników instalowanych w grupach nie powinny być mniejsze niż połowa średnicy zbiornika.

Przewody odprowadzające fazę gazową z zaworów bezpieczeństwa zainstalowanych na zbiornikach o pojemności większej niż 10 m³ lub na wyparkach powinny być wyprowadzone co najmniej 3 m ponad poziom terenu.

Zewnętrzne powierzchnie zbiorników stalowych powinny być zabezpieczone przed korozją z zastosowaniem powłok ochronnych zgodnych z wymaganiami określonymi w Polskich Normach. Każdy ze zbiorników gazu stanowiący część składową grupy powinien być wyposażony w indywidualne zawory odcinające.

Zbiorniki narażone na zagrożenie korozyjne spowodowane występowaniem prądów błędzących powinny być wyposażone w system ochrony katodowej. Elementem składowym instalacji zbiornikowej może być także instalacja wyparna, która powinna posiadać oddzielne dopuszczenie wydane przez Urząd Dozoru Technicznego. Instalacja wyparna powinna spełniać wymagania przeciwwybuchowe. Taka instalacja w zasadzie nie powinna być instalowana w warunkach, gdy nie ma przeszkolonej obsługi, czyli w przypadku zasilania tylko odbiorców komunalnych. Instalacje tego typu mają praktyczne zastosowanie tylko w przypadku stosowania mieszanin gazów węglowodorowych, gdy po znacznym opróżnieniu zbiornika lub zespołu zbiorników pozostają tylko ciężkie frakcje węglowodorów. Szczególnie jest to ważne w warunkach zimowych. Zastosowanie instalacji wyparnych jest także uzasadnione w warunkach, gdy ze względów technologicznych wymagane jest znaczne chwilowe zwiększenie poboru fazy gazowej ze zbiornika ponad wielkość możliwą do uzyskania w aktualnych warunkach eksploatacyjnych.

Przewody odprowadzające gazy węglowodorowe z zaworów bezpieczeństwa zainstalowanych na zbiornikach o pojemności większej niż 10 m³ lub na wyparkach, powinny być wyprowadzone co najmniej 3 m ponad poziom terenu. Taki wymóg posiada uzasadnienie związane z bezpieczeństwem obsługi, gdy możliwe są zrzuty fazy gazowej do otoczenia. W strefach zagrożenia wybuchem, ustalonych od elementów składowych instalacji zbiornikowej, nie powinny być sytuowane urządzenia telemetryczne, ciepłownicze, teletechniczne, elektryczne, wpusty uliczne, nie zasyfonowane studzienki kanalizacyjne, a także takie urządzenia, które ułatwiają rozprzestrzenianie się gazów węglowodorowych lub możliwość wystąpienia zapłonu.

Króćce wylotowe zbiorników stałych o pojemności do 10 m³ powinny być lokalizowane w odległości co najmniej 3 m od wylotów kanałów spalinowych i wentylacyjnych oraz 2 m od innych otworów w ścianie budynku. Odparowywanie gazu z instalacji zbiornikowej powoduje obniżenie temperatury fazy

ciekłej tym większą, im jest większy pobór gazu ze zbiornika. Takie zjawisko powoduje także zmniejszenie możliwości poboru większych ilości gazu w krótkich przedziałach czasowych i - co najważniejsze - zmienia się skład fazy gazowej w zbiorniku. Zbiorniki przysypane należy traktować w zakresie ustalania ich odległości od budynków jak zbiorniki naziemne.

Zbiorniki o pojemnościach do 0,5 m³ i do 2,5 m³ mogą być instalowane w odległościach od ściany budynku mieszkalnego i użyteczności publicznej, wykonanego z materiału o odporności ogniowej RE I 120, odpowiednio 0,5 m i 1,5 m. Takie ułatwienie lokalizacyjne jest pewnym rozszerzeniem wymogu ogólnego podanego w obowiązujących wymaganiach technicznych zawartych w rozporządzeniu MI i jest zaczerpnięte z wymagań technicznych obowiązujących w innych krajach. W ścianie budynku, przy której instalowane są wymienione zbiorniki, nie powinno być żadnych otworów do wysokości co najmniej 10 m powyżej górnej ścianki zbiornika o szerokości równej długości zabudowy zbiornika. Ponadto w ścianie budynku nie powinno być otworów na poziomie gruntu w odległości mniejszej niż 1,5 m z obu stron poza obrys zbiornika. Biorąc pod uwagę temperatury wrzenia propanu i butanu, znacznie szybciej będzie odparowywać propan, co tym samym będzie powodować obniżenie prężności par mieszaniny w zbiorniku ze względu na zwiększanie się w mieszaninie butanu. Zakładając temperaturę mieszaniny w zbiorniku -15°C, przy różnych składach wyjściowych mieszaniny propanu butanu i stopnia napełnienia zbiornika, składy mieszaniny i ich prężności będą się odpowiednio zmieniać.

Tab. 1.11. Zmiana składu fazy ciekłej w zbiorniku gazu płynnego w zależności od stopnia wypełnienia zbiornika

Wypełnienie zbiornika w %	Skład fazy płynnej w %		Ciśnienie par w at.
	propan	butan	
90	30	70	1,27
	50	50	1,72
	70	30	2,17

Wypełnienie zbiornika	Skład fazy płynnej w %		Ciśnienie par wat	
	w%	propan		butan
50		12	88	0,85
		29	71	1,14
		55	45	1.83
30		5	95	0,70
		17	83	0,97
		43	57	1,56

W przypadku odbiorców komunalnych pokrywanie chwilowych maksymalnych poborów gazu ma bardzo istotne znaczenie eksploatacyjne. Problem optymalnego poboru gazu ze zbiornika w zależności od ilości dostarczanego ciepła nie jest dotychczas wystarczająco zbadany. Podstawowym sposobem zwiększenia poboru gazu ze zbiornika jest stosowanie urządzeń podgrzewających, lecz takie rozwiązania wymagające ciągłego nadzoru są niemożliwe do powszechnego wykorzystania przy zasilaniu np. odbiorców komunalnych. Praktycznym rozwiązaniem jest zastosowanie zbiorników o odpowiednio większych pojemnościach, z których można uzyskać większe chwilowe pobory gazu lub stosowanie propanu o dużej czystości. W literaturze podawany jest szereg wzorów empirycznych pozwalających obliczyć przybliżoną wielkość chwilowego poboru gazu ze zbiornika.

Na wielkość poboru gazu ze zbiornika i zdolność pokrywania chwilowych zapotrzebowań gazu mają wpływ następujące czynniki:

- kształt zbiornika,
- stopień napełnienia zbiornika,
- temperatura otoczenia,
- czas pobierania gazu w fazie gazowej,
- wysokość ciśnienia w instalacji zasilanej ze zbiornika.

W miarę poboru fazy gazowej ze zbiornika (szczerpywania) następuje istotna zmiana składu gazu w fazie ciekłej pozostającej w zbiorniku. W tabeli 1.11 podano zmiany składów gazów przy różnym stopniu napełnienia zbiornika dla dwóch różnych mieszanin propanu z butanem. Istotnym problemem eksploatacyjnym zbiorników napełnionych gazem jest również obniżenie temperatury fazy ciekłej i tym samym zmniejszenie możliwości poboru gazu w krótkich przedziałach czasowych. Im niższa temperatura otoczenia, tym problem ten ma większe znaczenie eksploatacyjne.

Przybliżony pobór gazu w fazie gazowej ze zbiornika naziemnego i podziemnego podano w tabeli 1.12. Łatwo stwierdzić, że im większy zbiornik, tym pobór gazu jest większy. W przypadku zbiorników naziemnych, gdzie występuje znaczny dopływ ciepła do zbiornika, pobór w jednostce czasu wzrasta wielokrotnie w okresie lata w porównaniu z okresem zimowym. Jeżeli natomiast zbiornik jest umieszczony pod ziemią, wpływ pory roku jest niewielki ze względu na zbliżony wielkościowo dopływ

powietrza. Dla tej samej wielkości zbiornika w okresie zimowym dopuszczalny pobór gazu ze zbiornika podziemnego jest kilkakrotnie większy niż w okresie zimowym dla zbiornika naziemnego. Różnica wzrasta niemal proporcjonalnie z pojemnością zbiornika ze względu na wielkość powierzchni wymiany ciepła.

Tab. 1.12. Szacunkowy pobór gazu w kg ze zbiornika w zależności od jego pojemności

Pojemność zbiornika w l	Zbiornik naziemny				Zbiornik podziemny	
	okresowy		ciągły		okresowy	ciągły
	zima	lato	zima	lato		
2700	3,5	15	2,5	12	8	6,6
4850	5	25	3,5	18	15	11,5
6700	9	45	6	30	26	18

Prawidłowo funkcjonujący zbiornik z gazem płynnym powinien zapewniać potencjalny pobór gazu o 30% większy niż chwilowe maksymalne zużycie gazu wynikające z liczby zainstalowanych urządzeń gazowych i ich mocy nominalnych. Doświadczenia związane z eksploatacją zbiorników gazów płynnych wykazują, iż ciśnienie w zbiornikach gwarantujące właściwe funkcjonowanie urządzeń regulacyjnych i zapewniające stabilne funkcjonowanie poboru gazu nie powinno być niższe niż 0,17 MPa w zimie, oraz wyższe niż 1,6 MPa w porze letniej. Podczas poboru gazu ze zbiornika następuje odbieranie ciepła od fazy płynnej i ścianek zbiornika. Im większy jest pobór gazu, tym większe występuje obniżenie temperatury gazu i ścianek zbiornika. Wykonane badania funkcjonujących zbiorników podziemnych wykazały, że przy obniżeniu temperatury cieczy w porównaniu z temperaturą otoczenia o 5-16°C następuje znaczne zakłócenie procesu odparowania.

Za każdą instalacją zbiornikową, bez względu na jej wielkość i wyposażenie, należy zainstalować zawór odcinający wypływ gazu z tej instalacji. Zawór tej instalacji nie jest kurkiem głównym nawet w tym przypadku, gdy instalacja zbiornikowa zlokalizowana jest przy ścianie budynku zasilanego. Jeżeli natomiast instalacja zbiornikowa jest zainstalowana przed budynkiem, co występuje najczęściej w odległości mniejszej niż 10 m od budynku, to również należy zainstalować dodatkowy zawór odcinający, pełniący funkcję kurka głównego. Takie rozwiązanie pozwala na efektywne stosowanie dwóch stopni redukcji ciśnienia. Pierwszy stopień redukcji (stabilizacja ciśnienia) bezpośrednio przy zbiorniku i drugi stopień redukcji bezpośrednio przed budynkiem z zamontowanym za urządzeniem redukcyjnym zaworem odcinających, czyli kurkiem głównym. Przewody instalacji przyłączeniowej mogą być instalowane:

- powyżej poziomu terenu bez izolacji termicznej, jeżeli długość przewodu nie przekracza 10 m, a składniki gazu nie podlegają kondensacji w warunkach eksploatacyjnych lub też ciśnienie w przewodzie nie przekracza dopuszczalnej wielkości,
- jako przewody podziemne układane na głębokości co najmniej 0,8 m.

1.8.5. Przewody instalacji przyłączeniowych gazów węglowodorowych C3-C4

W przypadku rozgałęzionych przewodów instalacji przyłączeniowych o długości przekraczającej 10 m można określić szereg szczegółowych wymagań technicznych związanych z ich budową, które stanowią tylko propozycję wymagań technicznych, gdyż dotychczas problematyka ta nie była elementem składowym żadnych obowiązujących wymagań technicznych zawartych w stosownym rozporządzeniu Ministra Infrastruktury.

1. Instalacje przyłączeniowe (lokalne sieci gazowe) mogą zasilac pojedyncze budynki lub większą ich ilość z pojedynczych zbiorników lub zespołów zbiornikowych.
2. Instalacja przyłączeniowa propanu technicznego może być, w zależności od wielkości sieci, charakterystyki poboru paliwa gazowego, konfiguracji terenu, zasilana z większej niż 1 liczby instalacji zbiornikowych.
3. Do zasilania zespołów odbiorców zaopatrywanych w gaz węglowodorowy C₂-C₄, lub też pojedynczych odbiorców, gdzie wymagane jest wykonywanie długich odcinków przyłączeniowych, należy stosować tylko propan techniczny. Taki wymóg ma uzasadnienie wynikające z własności fizykochemicznych podstawowych składników tych paliw gazowych, jakimi są propan i butan. Dotychczasowe doświadczenia eksploatacyjne w tym zakresie w Polsce potwierdzają konieczność takiego wymogu.
4. Dopuszcza się także, przy małych zespołach budynków i stosunkowo krótkich odcinkach przewodów doprowadzających gaz do budynków, stosowanie mieszaniny propanu z butanem, lecz tylko okresowo, w warunkach gdy nie występują niskie temperatury otoczenia.
5. Instalacje przyłączeniowe zasilane propanem technicznym z jednego źródła zasilania, którym może być instalacja zbiornikowa odpowiednio dobrana, powinny mieć odcinki przewodów przyłączeniowych o długości nieprzekraczającej 2 000 m, licząc długość od instalacji zbiornikowej do kurka głównego instalacji. Zbyt długie odcinki przewodów rozprowadzających ten rodzaj gazu mogą powodować wykraplanie się składników. W ogólnym przypadku długość przewodu rozprowadzającego ten rodzaj gazu powinna być także dostosowana do warunków terenowych i glebowych.
6. Liczba zasilanych odbiorców z jednej instalacji zbiornikowej wykorzystujących gaz tylko do celów określanych jako komunalne nie może przekraczać 1000. Jest to stosunkowo duża liczba odbiorców, lecz są już praktyczne przypadki stosowania takich rozwiązań. Ograniczenie wykorzystania paliwa gazowego tylko do celów komunalnych wynika z trudności zapewnienia dostarczenia odpowiednio dużej ilości paliwa w krótkich przedziałach czasowych do innych celów. Pobór paliwa gazowego do celów komunalnych jest stosunkowo najmniejszy, a charakterystyka takiego zapotrzebowania odpowiednio rozeznana.
7. W zależności od wielkości sieci, charakterystyki poboru paliwa gazowego, konfiguracji terenu instalacja przyłączeniowa propanu technicznego może być zasilana z większej niż 1 liczby instalacji zbiornikowych.

8. Instalacje zasilane mieszaniną propanu z butanem mogą zasilać z jednego źródła odbiorców zlokalizowanych w odległości nieprzekraczającej 300 m od tego źródła, a liczba odbiorców nie powinna przekraczać 200. Ten wymóg powinien dotyczyć również pkt 4.
9. Instalacja przyłączeniowa zasilana mieszaniną propanu z butanem może dostarczać do odbiorców paliwo, także z większej liczby źródeł zasilania, zachowując wymagania określone w punkcie 8.
10. Niedopuszczalne jest stosowanie do zasilania sieci dwóch różnych rodzajów paliw gazowych (o zasadniczo różnym składzie chemicznym), z oddzielnych źródeł zasilania (instalacji zbiornikowych). Podany wymóg wyklucza także stosowanie do zasilania z jednej instalacji zbiornikowej czystego propanu, a z drugiej mieszanin propanu z butanem.
11. Źródła zasilania (zbiorniki lub ich zespoły) powinny posiadać pojemność zapewniającą nieprzerwany dopływ gazu do wszystkich zainstalowanych urządzeń przez okres co najmniej 7 dni w okresach największych dobowych poborów gazu.
12. Potencjalne chwilowe pobory gazu z danego źródła instalacji zbiornikowej powinny przekraczać o około 30% wielkości poborów chwilowych wynikających z obliczeń dla danej grupy odbiorców. Wymóg ten powinien być przestrzegany także w przypadku, gdy liczba instalacji zbiornikowych jest większa niż 1 i dotyczy każdej instalacji, która w założeniu ma zasilać założoną projektowaną część sieci gazowej.
13. Każde źródło zasilania (instalacja zbiornikowa) powinno być wyposażone w armaturę zabezpieczającą instalację przyłączeniową i odbiorców przed nadmiernym wzrostem ciśnienia.
14. Instalacje gazowe w budynkach mogą być zasilane z instalacji przyłączeniowych (lokalnych sieci gazowych) funkcjonujących pod ciśnieniem niskim lub średnim.
15. Zasilanie odbiorców z sieci gazowej średniego ciśnienia wymaga zastosowania zespołu stabilizującego wysokość ciśnienia przy instalacji zbiornikowej (I stopień redukcji) i dodatkowo II stopnia redukcji instalowanego indywidualnie dla każdego zasilanego budynku obniżającego wysokość ciśnienia do wysokości właściwej dla palników zainstalowanych urządzeń gazowych.
16. Przewody instalacji przyłączeniowych w zależności od rozmieszczenia budynków mogą być wykonane w układzie szeregowym, rozgałęzionym lub pierścieniowym.
17. Instalacja przyłączeniowa w przypadku zasilania z kilku źródeł może być połączona ze sobą odcinkami.
18. Dobór średnic odcinków przewodów sieci przyłączeniowej powinien być dokonany przy zachowaniu maksymalnej dopuszczalnej prędkości przepływu gazu nie- przekraczającej 10 m/s w przypadku rozprowadzania paliwa gazowego pod ciśnieniem niskim i 15 m/s w przypadku gazociągów funkcjonujących pod ciśnieniem średnim.
19. Dopuszczalna maksymalna średnica przewodu gazowego funkcjonującego pod ciśnieniem niskim nie powinna być większa niż DN 150 mm, średnica podłączenia do pojedynczego budynku mniejsza niż DN 25 mm i gazociągu zasilającego mniejsza niż DN 40 mm. W przypadku sieci gazowej funkcjonującej pod ciśnieniem średnim średnica gazociągu nie powinna być większa niż DN 100 mm, średnica podłączenia do pojedynczego budynku mniejsza niż DN 15 mm i gazociągu zasilającego mniejsza niż DN 32 mm. Tego rodzaju ograniczenia wskazane jest wprowadzić,

gdyż nadmierne średnice gazociągów stanowią zagrożenie bezpieczeństwa dla użytkowników w przypadku ich urwania, co zdarza się w warunkach eksploatacyjnych, a zbyt małe średnice stanowią zagrożenie polegające na tym, że gazociąg może być niezauważony w trakcie wykonywania jakichkolwiek prac wykopowych. W danym przypadku o ograniczeniach w doborze średnic decydują nie tylko względy technologiczne.

20. Gazociągi zasilane tego rodzaju paliwem gazowym nie powinny być budowane jako rozległe układy gazociągów na terenach górniczych i zagrożonych ruchami podłoża, w którym układane są gazociągi. Tego rodzaju paliwa gazowe (co należy przypomnieć) posiadają gęstość znacznie większą niż gęstość powietrza. Uszkodzenie gazociągu i wydobywający się gaz stanowi zagrożenie szczególnie w miejscach, gdzie występują wgłębienia terenu.
21. Gazociągi nie mogą być lokalizowane w tunelach przeznaczonych dla pieszych lub dla ruchu kołowego i w przepustach na mostach, wiaduktach i innych konstrukcjach oraz w kanałach, bez względu na sposób ich wentylowania.
22. Odległość pomiędzy powierzchnią zewnętrzną gazociągu i skrajnymi elementami uzbrojenia powinna wynosić nie mniej niż 0,5 m, a przy skrzyżowaniach lub zbliżeniach nie mniej niż 0,3 m.
23. Gazociągi mogą być wykonane z rur stalowych bez szwu lub ze szwem, przewodowych, łączonych przez spawanie lub 7. rur z tworzyw sztucznych łączonych zgodnie z zasadami obowiązującymi przy budowie sieci gazowych rozprowadzających inne paliwa gazowe.
24. W elementach budowy tego rodzaju sieci gazowych niedopuszczalne jest stosowanie połączeń gwintowanych.
25. Na sieciach gazowych należy instalować układy odcinające w miejscach pozwalających na odcięcie dopływu gazu do nie więcej niż 100 odbiorców wykorzystujących gaz do celów komunalnych.
26. Układy odcinające powinny być montowane pod powierzchnią gruntu.
27. Korpusy armatury zaporowej i upustowej powinny być wykonane ze stali lub staliwa.
28. W gazociągu wykonanym z tworzyw sztucznych dopuszcza się stosowanie armatury zaporowej i upustowej wykonanej z tworzyw sztucznych.
29. Na każdym gazociągu zasilanym gazem węglowodorowym C.-C, powinny być zainstalowane zbiorniki kondensatu bez względu na wysokość ciśnienia rozprowadzanego gazu. Zbiorniki powinny być instalowane w miejscach, które zabezpieczają niezakłócony przepływ gazu.
30. Zbiorniki powinny być instalowane zawsze w najniższych punktach sieci, gdzie mogą spływać skropliny.
31. Pojemność zainstalowanego zbiornika winna zapewniać zebranie skroplin za okres eksploatacji gazociągu wynikający z ustaleń służb eksploatacyjnych, jednak okres ten pomiędzy kolejnymi opróżnieniami zbiorników ze skroplin nie może przekraczać 30 dni w okresie najniższych temperatur otoczenia.
32. Pojemność zbiornika kondensatu powinna być także dostosowana do składu gazu, warunków terenowych lokalizacji gazociągu, średnicy gazociągu (objętości przepływającego gazu) i odległości od źródła zasilania.
33. Zbiorniki kondensatu należy instalować także każdorazowo w miejscach spadku gazociągu.

34. W terenach równinnych gazociąg powinien być ułożony ze spadkiem co najmniej $1^\circ/100$.
35. Przyłącza do budynków winny być instalowane ze spadkiem w kierunku gazociągu co najmniej $2^\circ/100$.
36. W przypadku instalowania przyłącza ze spadkiem w kierunku budynku, co wynika z ukształtowania terenu, należy przed budynkiem zainstalować dodatkowy zbiornik kondensatu.
37. Za kurkiem odcinającym dopływ gazu do budynku należy zainstalować króciec do odprowadzenia kondensatu.
38. Trasa gazociągu powinna być oznakowana zgodnie z zasadami obowiązującymi przy budowie innych sieci gazowych.
39. Przewody gazowe instalacji przyłączeniowych (lokalnych sieci gazowych) powinny być lokalizowane w odległościach:
 - 1,5 m od ściany budynku podpiwniczonego lub z otworami w ścianie na poziomie gruntu,
 - 1,0 m od budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej bez otworów w ścianie budynku, przy której lokalizowany jest gazociąg,
 - 1,0 m od ściany budynków gospodarczych niepodpiwniczonych, bez otworów w ścianie wykonanych na poziomie gruntu, budynków magazynowych itp.
 - 2,0 m od przewodów kanalizacyjnych, sieci ciepłych, wodociągów, kanalizacji kablowej i innych kanałów mających połączenia z pomieszczeniami dla ludzi i zwierząt,
 - 1,0 m od skrajni pnia drzewa,
 - 0,5 m od skrajni kabli, podpór pod fundamenty, słupów itp.Podane odległości mogą być zmniejszone o 50%, jeżeli przewód gazowy zostanie umieszczony w rurze ochronnej lub osłonowej.
40. Zakończeniem instalacji przyłączeniowej jest kurek odcinający zamontowany zgodnie z wymaganiami określonymi w rozporządzeniu dotyczącym warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Zawór tak zainstalowany rozdziela instalację przyłączeniową od instalacji gazowej w budynku.

Pytania:

- 1.1. Co to jest gaz ziemny?
- 1.2. Na czym polega proces spalania gazów?
- 1.3. Jakie są rodzaje spalania?
- 1.4. Co nazywamy współczynnikiem nadmiaru powietrza?
- 1.5. Co to jest szybkość spalania i od czego zależy?
- 1.6. Podaj cechy charakterystyczne gazów sztucznych.
- 1.7. Podaj cechy charakterystyczne biogazu.
- 1.8. Co to jest liczba Wobbego?
- 1.9. Podaj, jaki jest podział paliw gazowych.
- 1.10. Wymień najbardziej szkodliwe produkty spalania.
- 1.11. Wymień i podaj charakterystyczne cechy toksycznych składników paliw gazowych.
- 1.12. Jaka jest dopuszczalna zawartość wody, a jaka pyłów w gazie rozprowadzanym siecią

1.13. Co to jest gaz płynny?

1.14. Jakie są własności gazu płynnego?

1.15. Jakie są sposoby zasilania odbiorców gazem płynnym?

2. Eksploatacja urządzeń i instalacji gazowych

2.1. Ogólne wymagania eksploatacyjne urządzeń gazowych

Przez urządzenie energetyczne należy rozumieć urządzenie techniczne stosowane w procesach wytwarzania, przetwarzania, przesyłania i dystrybucji, magazynowania, a także użytkowania paliw i energii. Urządzenia energetyczne z układami połączeń między nimi stanowią instalację energetyczną. Instalację gazową stanowią urządzenia gazowe z układami połączeń między nimi, zasilane z sieci gazowej znajdującej się na terenie i w obiekcie odbiorcy. Przy eksploatacji urządzeń i instalacji gazowych mogą być zatrudnione osoby upoważnione - wykonujące prace w ramach swoich obowiązków służbowych na podstawie poleceń. Urządzenia i instalacje gazowe powinny być oznakowane w sposób zgodny z Polskimi Normami.

Pomieszczenia, w których eksploatowane są urządzenia gazowe, powinny być dostępne tylko dla osób upoważnionych.

Urządzenia, instalacje gazowe lub ich elementy, przy których planuje się prowadzenie prac konserwacyjnych, remontowych lub modernizacyjnych, powinny być:

- wyłączone z ruchu,
- pozbawione czynników stwarzających zagrożenie,
- odpowiednio oznakowane i zabezpieczone przed ich przypadkowym uruchomieniem i dostępem osób nieupoważnionych.

W przypadku wykonywania prac, dla których opracowano specjalną technologię, nie- przewidującą wyłączeń urządzeń i instalacji z ruchu, nie stosuje się powyższych wymagań, a jedynie wymagania, które narzuca zastosowana technologia.

Przed przystąpieniem do robót ziemnych związanych z wszelkiego typu pracami przy urządzeniach i instalacjach gazowych należy szczegółowo rozpoznać i oznaczyć uzbrojenia podziemne, ze szczególnym uwzględnieniem:

- sieci energetycznych,
- sieci telekomunikacyjnych,
- sieci cieplnych,
- sieci gazowych,
- sieci wodnych i innych.

Przy eksploatacji urządzeń i instalacji gazowych bezwzględnie zabronione jest:

- dokonywanie zmian zabezpieczeń przez osoby nieupoważnione,
- umieszczanie butli spawalniczych wewnątrz urządzeń i instalacji gazowych podczas wykonywania tam prac spawalniczych,
- eksploatowanie urządzeń i instalacji gazowych bez przewidzianych dla nich środków ochrony i zabezpieczeń lub gdy środki te nie są w pełni sprawne.

2.2. Instalacje i urządzenia gazowe

2.2.1. Zagrożenia i wytyczne

Bezpieczeństwo w użytkowaniu instalacji gazowych zależy od prawidłowego ich zaprojektowania, wykonania, a przede wszystkim od ich prawidłowej eksploatacji. Zagrożenie bezpieczeństwa wystąpić może również, gdy inne instalacje w budynku, np. wodociągowa, ciepłownicza lub elektryczna, wykonane są w sposób mogący wpływać na stan techniczny przewodów gazowych. Duży wpływ na ten stan mogą mieć także funkcjonalno-przestrzenne cechy pomieszczeń, przez które przewody gazowe są prowadzone (wilgotne pomieszczenia, z oparami związków chemicznych powodujących korozję itp.) oraz usytuowanie przewodów w sposób powodujący, że naprężenia w konstrukcji budynku mają wpływ na powstawanie nieszczelności połączeń przewodów. Tak więc nieprawidłowości w instalacjach gazowych mogą powstawać na etapie:

- projektowania, np.: przyjęto zbyt skomplikowaną instalację rozprowadzającą w budynku, przyjęto niewłaściwe prowadzenie przewodów gazowych, zbyt małe średnice tych przewodów, zaproponowano zastosowanie niewłaściwych materiałów itp.,
- wykonywania, np.: nie przestrzegano rozwiązań technicznych wynikających z przyjętego projektu, zastosowano inne materiały niż przewidziano w dokumentacji, wykonano w sposób nieprawidłowy połączenia poszczególnych elementów instalacji itp.,
- eksploatacji, np.: jeżeli dopuszczono się samowolnej przebudowy instalacji lub też nie wykonuje się, wynikających z przepisów prawa, okresowych kontroli i nie wprowadza wynikających z nich zaleceń.

Wszelkie nieprawidłowości występujące w instalacjach gazowych powinny zostać wykryte już w trakcie dokonywania odbioru prac, przeglądu lub kontroli poszczególnych elementów instalacji gazowej w budynku. Należy przy tym zwracać szczególną uwagę na możliwość wystąpienia następujących nieprawidłowości dotyczących:

- przyłączy, np.: wadliwe wykonanie połączeń spawanych, wadliwe wykonanie połączeń rur PE/stal, zły stan techniczny kurków głównych, niewłaściwe zlokalizowanie kurków głównych itp.,
- reduktorów ciśnienia gazu, np.: nieprawidłowo dobrana liczba i rodzaj reduktorów, niedrożność filtrów reduktora, niesprawność zaworów dolotowych, pęknięcia korpusów reduktorów itp.,
- przewodów doprowadzających gaz do mieszkań, np.: zbyt duża liczba zastosowanych kształtek i kurków, zbyt małe średnice przewodów, wadliwe wykonanie połączeń gwintowych itp.,
- gazomierzy, np.: wady techniczne gazomierzy, nieszczelności w obrębie gazomierzy, nieprawidłowe usytuowanie gazomierzy w pomieszczeniach itp.,
- przewodów instalacyjnych w budynkach, np.: niewłaściwe prowadzenie przewodów gazowych w stosunku do innych instalacji, niewłaściwa lokalizacja urządzeń gazowych, korozja przewodów i innych elementów instalacji itp.,
- przewodów spalinowych i kanałów wentylacyjnych, np.: zbyt małe przekroje przewodów i kanałów, korozja przewodów spalinowych, nieszczelności połączeń przewodów spalinowych z kanałami spalinowymi itp.

Oprócz zagrożeń bezpieczeństwa wynikających ze stanu instalacji gazowych należy również wymienić uszkodzenia przyłączy oraz sieci gazowych. Gaz wydobywający się z nieszczelności ma tendencję do migracji szczelinami wzdłuż przewodów innych instalacji lub też podziemnymi kanałami piwnic budynków.

Urządzenia gazowe klasyfikuje się ze względu na kryteria umożliwiające jednoznaczną identyfikację urządzenia, tzn.:

- rodzaj urządzenia (konstrukcja urządzenia, funkcje, jakie spełnia),
- wielkość urządzenia (liczba palników, pojemność, moc),
- kategoria urządzenia (rodzaj spalnego paliwa gazowego),
- typ urządzenia (sposób doprowadzenia powietrza i odprowadzania spalin),
- postać i odmiana.

Urządzenia zasilane gazem muszą posiadać znak bezpieczeństwa „B”, aprobatę techniczną lub znak „DT”, a w przypadku urządzenia powszechnego użytku także atest energetyczny „E”. Wszystkie urządzenia gazowe powinny być zainstalowane wyłącznie w pomieszczeniach spełniających wymogi dotyczące ich kubatury, wysokości, wentylacji i odprowadzania spalin. Tak więc:

- urządzenie gazowe powinno być połączone na stałe ze stalowymi lub miedzianymi przewodami instalacji gazowej za pomocą króćca zakończonego gwintem rurowo- stożkowym lub rurowo-walcowym,
- dopuszcza się zastosowanie przewodów elastycznych do połączenia kuchni i kuchenek gazowych, pod warunkiem że przewody te wykonane są z materiału odpornego na działanie węglowodorów oraz posiadają stosowne oznaczenia i certyfikaty,
- kurek odcinający dopływ gazu do urządzenia powinien być umieszczony w miejscu łatwo dostępnym, na przewodzie gazowym w odległości nie większej niż 0,5 m od króćca łączącego urządzenie z instalacją,
- kuchenki i kuchnie gazowe użytku domowego powinny być zainstalowane w odległości co najmniej 0,5 m od okien do boku urządzenia, licząc w rzucie poziomym,
- szatki wiszące lub inne wyposażenie wrażliwe na temperatury nie należy instalować w odległości mniejszej niż 1,0 m nad kuchniami i kuchenkami gazowymi oraz innymi urządzeniami gazowymi z palnikami o otwartym płomieniu,
- urządzenia gazowe służące do ogrzewania pomieszczeń, w przypadku gdy temperatura ich osłon może przekroczyć 60°C, należy instalować w odległości nie mniejszej niż 0,3 m od ścian z materiałów łatwo palnych, nieosłoniętych tynkiem,
- grzejniki gazowe wody przepływowej należy instalować na ścianach z materiałów niepalnych lub też odizolować je od ściany z materiałów palnych płytą z materiału niepalnego o szerokości co najmniej 10 cm większej, z każdej strony, od szerokości urządzenia,
- w łazienkach i saunach z piecykami i termami gazowymi dopuszcza się stosowanie okładzin ściennych z materiałów palnych, przy czym odległość urządzenia od wykładziny nie może być mniejsza niż 0,3 m.

Pomieszczenia, w których planuje się zainstalowanie urządzenia gazowego, powinny mieć wysokość co najmniej 2,2 m. Dopuszcza się instalowanie gazowych kotłów grzewczych w pomieszczeniach

technicznych o wysokości co najmniej 1,9 m w istniejących budynkach mieszkalnych i zagrodowych. Pomieszczenia te powinny posiadać przewód nawiewny z wylotem 0,3 m nad poziomem podłogi i wywiewny przewód wentylacyjny, wyprowadzony ponad dach lub przez ścianę zewnętrzną na wysokość co najmniej 2,5 m ponad poziom terenu, z wylotem w odległości nie mniejszej niż 0,5 m od bocznych krawędzi okien i drzwi.

2.2.2. Zasady przeprowadzania kontroli stanu technicznego instalacji gazowych

Wszystkie instalacje na paliwa gazowe podczas eksploatacji powinny być poddawane corocznej kontroli stanu technicznego. Kontroli takiej powinny być poddawane instalacje zasilane wszystkimi rodzajami paliw gazowych bez względu na sposób zasilania. Dotychczasowa realizacja wymogu przeprowadzania kontroli okresowej stanu technicznego instalacji gazowych jest przyczyną szeregu problemów tak dla wykonujących kontrole, jak i dla zlecających, czyli właścicieli i zarządzających budynkami. Podstawą prawną przeprowadzania okresowych kontroli stanu technicznego instalacji na paliwa gazowe jest artykuł 62 ustawy - Prawo budowlane. Analizując wybrane wymagania określone przez ustawodawcę można stwierdzić:

1. Kontroli okresowej stanu technicznego powinna być poddawana każda instalacja gazowa w budynkach mieszkalnych, użyteczności publicznej, zagrodowych i rekreacji indywidualnej.
2. W przypadku budynków zagrodowych i rekreacji indywidualnej właściciel nie jest obowiązany posiadać książki nadzoru budowlanego, a więc nie ma możliwości sprawdzenia, czy instalacje gazowe w takich budynkach są okresowo kontrolowane.
3. Ustawa jednoznacznie stwierdza, kto jest upoważniony do przeprowadzenia kontroli stanu technicznego (art. 62 ust. 5).
4. Ustawa, jak również żaden inny akt prawny, nie określa zasad przeprowadzenia kontroli stanu technicznego instalacji na paliwa gazowe.

Kontroli okresowej powinny być poddawane wszystkie elementy składowe instalacji gazowej. Stwierdzenie to wymaga jednoznacznego określenia, co wchodzi w skład instalacji gazowej. Do potrzeb projektowych i eksploatacyjnych należy stosować tylko definicje wymienione w rozporządzeniu Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, gdyż jest to jedyny akt prawny określający wymagania techniczne dotyczące instalacji na paliwa gazowe. Tak więc do podstawowych elementów składowych instalacji gazowych zalicza się:

- przewody gazowe,
- armaturę i urządzenia zainstalowane na tych przewodach, w tym również zawór urządzenia sygnalizacyjno-odcinającego, jeżeli jest on zainstalowany,
- urządzenia gazowe,
- urządzenia pomiaru zużycia gazu,
- butle gazowe instalowane w pomieszczeniach budynku,
- przewody spalinowe lub powietrzno-spalinowe.

Elementem składowym instalacji gazowej nie jest - jak wynika z informacji podanych powyżej - kurek główny, który jeszcze zalicza się do sieci gazowej, pomimo tego, że jest

bezpośrednio związany z zasilanym w paliwo gazowe budynkiem. W zależności od sposobu zasilania instalacji nie w każdym przypadku muszą występować wszystkie wymienione wyżej elementy składowe. Instalacje gazowe zasilane z sieci gazowych nie posiadają butli gazowych, natomiast winny posiadać urządzenia pomiaru zużycia gazu. Instalacje pojedynczych odbiorców zasilane ze zbiorników gazów węglowodorowych C₃-C₄ zlokalizowanych na działkach budowlanych lub z indywidualnych butli połączonych z urządzeniami nie muszą być wyposażone w urządzenie pomiaru zużycia gazu, gdy zasilają pojedynczego odbiorcę. Urządzenia sygnalizacyjno-odcinające wyposażone są w zawór odcinający, instalowany zgodnie z wymaganiami technicznymi na przewodach instalacji gazowych doprowadzających gaz do odpowiedniego pomieszczenia za kurkami głównymi, a więc element ten stanowi także część składową instalacji gazowej.

Należy zwrócić uwagę, że istotnym elementem definicji instalacji gazowej jest zaliczenie do instalacji gazowej przewodów spalinowych lub powietrzno-spalinowych, o ile stanowią one element składowy urządzenia gazowego. Jest to bardzo istotne ze względu na fakt, iż przeważająca liczba zagrożeń występujących u użytkowników instalacji gazowych dotyczy prawidłowego eksploataowania urządzeń gazowych, w tym związanych z odprowadzaniem spalin i doprowadzeniem powietrza do spalania. Przewód spalinowy stanowi element składowy urządzenia, gdy związane to jest z jego konstrukcją i wymogami funkcjonalnymi. Tak więc dotychczasowa interpretacja tego zapisu nie jest jednoznaczna, gdyż występuje bardzo duża liczba podtypów produkowanych urządzeń gazowych, szczególnie typy C.

Zgodnie z normą dotyczącą kominów oraz interpretacjami podanych zapisów, za przewód spalinowy uważa się odcinek przewodu od urządzenia do wyprowadzenia produktów spalania na zewnątrz budynku. Natomiast w rozporządzeniu MSWiA z 16 sierpnia 1999 r. w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych wprowadzono dwie definicje, wyróżniając osobno przewody spalinowe i kanały spalinowe. Taki podział ma istotny wpływ na rozwiązywanie szeregu problemów technicznych i eksploatacyjnych dotyczących instalacji gazowych i stanowi rozdział kompetencyjny pomiędzy kontrolującymi instalacje gazowe i kontrolującymi kanały spalinowe. Z punktu widzenia bezpieczeństwa odbiorców zaliczenie w pewnych ww. sytuacjach przewodów spalinowych i powietrzno-spalinowych do elementów składowych instalacji gazowych jest słuszne. Jednak zapis taki i jego interpretacja nie jest zbyt precyzyjny, tak więc należy się spodziewać, że w nowych wymaganiach technicznych problem ten zostanie uściślony tak, aby wyeliminować jakiegokolwiek wątpliwości. Zapis podany w § 174 ust. 7 pkt 2 rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, informuje, iż długość całkowita przewodu spalinowego odprowadzającego spaliny z urządzeń gazowych innych niż kotły gazowe nie powinna być większa niż 2 m.

Tak sformułowany zapis jednoznacznie zalicza do urządzenia gazowego i tym samym także do instalacji gazowej tylko takie przewody, których długość nie przekracza wielkości podanej powyżej, czyli 2 m. Zapis taki ma zasadnicze znaczenie praktyczne związane z bezpieczeństwem eksploatacji urządzeń gazowych. Inaczej mówiąc, przeprowadzając kontrolę stanu technicznego instalacji gazowej zobowiązany jest do przeprowadzenia kontroli stanu technicznego wszystkich przewodów spalinowych odprowadzających spaliny z urządzeń gazowych do kanału spalinowego, jeżeli ich

długość nie przekracza 2 m. Jeżeli przewód odprowadzający spaliny posiada z różnych powodów większą długość, kontrolę jego stanu technicznego powinien przeprowadzić kominiarz w ramach kontroli przewodów kominowych. Podział taki uzasadniony jest również tym, że przeprowadzający kontrolę stanu technicznego instalacji gazowej nie posiada odpowiednich kwalifikacji i wyposażenia do kontroli przewodów spalinowych o odpowiednio większej długości, w których mogą występować złożone procesy zakłócające prawidłowe odprowadzenie spalin na zewnątrz budynku z urządzeń gazowych. W przypadku gdyby nie został wprowadzony taki sposób kwalifikacji przewodów spalinowych do instalacji gazowej, możliwe stałyby się nadużycia w trakcie budowy instalacji gazowych, gdzie największym problemem, szczególnie w budynkach starego budownictwa, jest znalezienie odpowiedniej liczby kanałów spalinowych. Brak takiego ograniczenia długości prowadziłyby do dowolnego wyprowadzenia przewodów spalinowych przez ściany budynków i praktycznie do wyeliminowania z udziału w kontroli tak wykonanych przewodów spalinowych kominiarzy, gdyż przewody tak wykonane byłyby zaliczane do instalacji gazowej, a nie do kanałów spalinowych.

2.3. Zakres wykonania okresowej kontroli stanu technicznego instalacji na paliwa gazowe

Punkty określające zakres kontroli powinny być dostosowane do danego budynku z instalacją gazową, w którym przeprowadzana jest kontrola stanu technicznego. Osobnym elementem kontroli stanu technicznego każdej instalacji na paliwa gazowe jest kontrola szczelności wszystkich elementów wchodzących w składowych danej instalacji.

1. Informacje dotyczące budynku, w którym jest kontrolowana instalacja na paliwa gazowe

- Adres obiektu podlegającego okresowej kontroli.
- Rodzaj obiektu: jednorodzinny, wielorodzinny, użyteczności publicznej, zagrodowy, rekreacji indywidualnej, pozakomunalny.
- Właściciel lub zarządzający kontrolowanym obiektem.
- Data kontroli.
- Data poprzedniej kontroli.
- Sposób realizacji zaleceń zawartych w protokołach z ostatnich kontroli.
- Liczba kondygnacji w budynku.
- Liczba klatek schodowych.
- Liczba mieszkań w budynku.
- Liczba lokali użytkowych w budynku.

2. Informacje dotyczące instalacji gazowych w kontrolowanym obiekcie budowlanym

- Liczba kurków głównych w budynku (instalacji).
- Liczba odbiorców zasilanych z jednego przyłącza (instalacji).
- Sposób rozliczania zużycia paliwa gazowego: indywidualny, zbiorowy.
- Sumaryczna liczba odbiorców indywidualnych w budynku.
- Liczba odbiorców pozakomunalnych: sklepy, warsztaty rzemieślnicze, kotłownie, garaże itp.
- Miejsce lokalizacji kurków głównych.

- Liczba odbiorców indywidualnych.
- Liczba odbiorców pozakomunalnych.
- Liczba pomieszczeń, w których zainstalowano urządzenia o sumarycznej mocy zainstalowanych urządzeń przekraczającej 50 kW.
- Miejsca lokalizacji urządzeń pomiarowych.

3. Kontrola stanu technicznego instalacji gazowych od przyłączy do pionów gazowych

- Materiał, z jakiego wykonane są przyłącza gazowe.
- Sposób wykonania zabezpieczeń przed prądami błędzącymi.
- Stan techniczny elementów zabezpieczeń instalacji gazowej przed prądami błędzącymi (złączy izolujących).
- Sposób wykonania przejść przewodami gazowymi przez ściany zewnętrzne budynku.
- Kontrola szczelności przejść przez ścianę zewnętrzną budynku.
- Pomiar stężenia związków palnych w pomieszczeniu, w którym zlokalizowane jest przejście przewodem gazowym do budynku.
- Uwagi do miejsc lokalizacji kurków głównych.
- Zgodność lokalizacji kurków głównych z aktualnie obowiązującymi przepisami.
- Sposób oznakowania miejsc lokalizacji kurków.
- Stan zabezpieczenia kurków przed dostępem osób niepowołanych.
- Dostępność kurków w przypadku pożaru lub katastrofy budowlanej lub innej konieczności wyłączenia dopływu gazu do instalacji.
- Ocena stanu technicznego zainstalowanych kurków głównych.
- Ocena szczelności zewnętrznej kurka głównego.
- Ocena stanu technicznego zaworów odcinających, zainstalowanych za kurkiem głównym, będących elementem składowym urządzeń sygnalizacyjno-odcinających.
- Inne uwagi dotyczące kurków głównych.
- Ocena stanu technicznego instalacji gazowych na poziomie piwnic.
- Materiał, z jakiego wykonano przewody gazowe.
- Sposób prowadzenia przewodów.
- Zgodność lokalizacji przewodów z obowiązującymi przepisami.
- Połączenia przewodów.
- Stan techniczny przewodów.
- Stan techniczny elementów wyposażenia przewodów.
- Oznakowanie przewodów gazowych.
- Ocena szczelności przewodów gazowych.
- Stan techniczny przewodów instalacji gazowych prowadzonych poza budynkiem.
- Stan techniczny innych elementów wyposażenia instalacji lokalizowanych na poziomie piwnic.
- Urządzenia gazowe instalowane na poziomie piwnic.
- Zgodność lokalizacji urządzeń gazowych z aktualnie obowiązującymi przepisami.
- Uwagi do miejsc lokalizacji urządzeń gazowych.
- Sposób odprowadzania produktów spalania z zainstalowanych urządzeń gazowych.

- Stan techniczny urządzeń gazowych.
- Kontrola szczelności urządzeń gazowych.
- Kontrola szczelności połączeń przewodów gazowych z urządzeniami i przewodów gazowych w pomieszczeniach.

4. Kontrola stanu technicznego instalacji gazowych w pomieszczeniach zlokalizowanych w budynku, niewykorzystywanych tylko do celów komunalnych

- Cel użytkowania paliwa gazowego.
- Liczba i rodzaj zainstalowanych urządzeń gazowych.
- Ocena prawidłowości doboru urządzeń pomiaru zużycia gazu w odniesieniu do zużycia gazu przez zainstalowane urządzenia gazowe.
- Stan techniczny przewodów gazowych.
- Kontrola szczelności przewodów gazowych.
- Stan techniczny zainstalowanych urządzeń gazowych.
- Prawidłowość lokalizacji urządzeń gazowych.
- Kontrola szczelności urządzeń gazowych i ich połączeń z przewodami gazowymi.
- Przybliżona ocena sposobu odprowadzenia spalin z urządzeń gazowych, w tym kontrola stanu technicznego przewodów spalinowych i ich szczelności.
- Wentylowanie pomieszczeń, w których zainstalowano urządzenia gazowe, i ocena prawidłowości doprowadzenia powietrza do spalania.
- Inne uwagi.
- Zespół przeprowadzający kontrolę.

5. Kontrola przewodów rozprowadzających paliwo gazowe w budynku

- Sprawdzenie sposobu prowadzenia pionów instalacyjnych.
- Szacunkowa kontrola prawidłowości doboru średnic pionów instalacyjnych.
- Ocena sposobu prowadzenia poziomych odgałęzień przewodów na poszczególnych kondygnacjach budynku.
- Zgodność wykonania przewodów rozprowadzających z aktualnie obowiązującymi przepisami.
- Sposób wykonania połączeń przewodów.
- Lokalizacja przewodów.
- Oznakowanie przewodów gazowych.
- Zabezpieczenie antykorozyjne.
- Zamocowania przewodów.
- Kontrola szczelności przewodów gazowych.

6. Kontrola instalacji gazowej w poszczególnych lokalach mieszkalnych budynku

- Numer lokalu podlegającego kontroli.
- Właściciel lub najemca lokalu.
- Data przeprowadzenia poprzedniej kontroli.
- Realizacja uwag zawartych w protokole z ostatniej kontroli.
- Data aktualnej kontroli.
- Liczba zainstalowanych urządzeń gazowych w danym lokalu.

- Urządzenia pomiaru zużycia gazu.
- Miejsce lokalizacji.
- Zgodność lokalizacji gazomierza z aktualnie obowiązującymi przepisami.
- Stan techniczny zabezpieczeń montowanych na gazomierzach przez dostawcę.
- Szczelność połączeń gazomierza z przewodami gazowymi.
- Szczelność zewnętrzna gazomierza i jego aktualny stan techniczny.
- Szacunkowa ocena prawidłowości doboru do liczby i rodzaju zainstalowanych urządzeń gazowych.
- Przewody gazowe zainstalowane za gazomierzami.
- Materiał, z jakiego wykonano przewody.
- Sposób wykonania połączeń przewodów.
- Lokalizacja przewodów.
- Zabezpieczenie antykorozyjne przewodów.
- Zgodność prowadzenia przewodów z aktualnie obowiązującymi przepisami.
- Kontrola szczelności odcinków przewodów od gazomierza do zaworów odcinających instalowanych przed urządzeniami.

7. Urządzenia gazowe

- Zgodność lokalizacji urządzeń gazowych z aktualnie obowiązującymi przepisami.
- Uwagi do miejsc lokalizacji urządzeń gazowych.
- Zawory odcinające przed urządzeniami gazowymi (lokalizacja, stan techniczny).
- Stan techniczny urządzeń gazowych.
- Kontrola szczelności połączeń przewodów gazowych z urządzeniami.
- Kontrola szczelności urządzeń gazowych.
- Kontrola stanu technicznego i szczelności przewodów odprowadzających spaliny do kanałów spalinowych.
- Kontrola przewodów wentylacyjnych.
- Uwagi i zalecenia w zakresie stanu technicznego poszczególnych urządzeń gazowych.

8. Kontrole szczelności

- Sposób przeprowadzenia kontroli szczelności instalacji gazowych na poziomie piwnic.
- Wykonanie kontroli szczelności przewodów gazowych i elementów ich wyposażenia na kondygnacjach budynku.
- Kontrola szczelności urządzeń gazowych.
- Przyczyny podjęcia decyzji o konieczności wykonania ciśnieniowej próby szczelności.
- Zakres wykonania ciśnieniowej próby szczelności.
- Metodyka przeprowadzenia ciśnieniowej próby szczelności.
- Wyniki próby szczelności.

9. Inne działania zespołu kontrolującego

- Przyczyny podjęcia decyzji o zgłoszeniu właścicielowi lub zarządzającemu konieczności przeprowadzenia napraw części instalacji.
- Przyczyny podjęcia decyzji o natychmiastowym wyłączeniu z eksploatacji części lub całej instalacji.

- Zgłoszenie dostawcy paliwa gazowego o stwierdzonych kradzieżach paliwa gazowego lub uszkodzeniu urządzeń pomiarowych, a także uszkodzeniu kurków głównych.

Jako kontrole stanu technicznego instalacji na paliwa gazowe często traktowane są kontrole szczelności pewnych, lecz nie wszystkich elementów składowych instalacji gazowych, tzn. np. głównie przewodów gazowych, zapominając o innych, wymienionych w rozporządzeniu elementach. Takie czynności nie mogą być traktowane jako kontrola stanu technicznego w rozumieniu rozporządzenia.

Sprowadzanie kontroli stanu technicznego instalacji gazowej tylko do pewnych ograniczonych czynności praktycznie nie spełnia założonego w ustawie celu. Nawet dokładne sprawdzenie szczelności przewodów gazowych w budynku nie zabezpiecza całkowicie odbiorców paliwa gazowego przed problemami eksploatacyjnymi. Mogą wystąpić przypadki powodujące wystąpienie nieszczelności w przewodach gazowych, prowadzące w konsekwencji do zagrożenia życia i mienia użytkowników danej instalacji gazowej, często w krótkim okresie po dokonanej kontroli stanu technicznego instalacji. Przypadki takie znane są z procesów sądowych.

Kontrolujący stan techniczny instalacji na paliwa gazowe bezwzględnie jest zobowiązany do przestrzegania ściśle określonych zasad przeprowadzania kontroli stanu technicznego wszystkich elementów składowych i instalacji, dlatego też tak ważne jest jednoznaczne określenie wszystkich elementów składowych instalacji gazowej. Przed przystąpieniem do kontroli szczelności wszystkich elementów składowych instalacji na paliwa gazowe należy przyjąć założenie wstępne, że eksploatowana instalacja, niewyłączana z użytkowania, jest szczelna. Takie założenie pozwala na uproszczenie wykonania tej czynności.

Omawiając problematykę dotyczącą eksploatacji instalacji gazowych konieczne jest zwrócenie uwagi na szereg zapisów podanych w rozporządzeniu MSWiA z dnia 16 sierpnia 1999 r. w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych. Rozporządzenie w § 3 podaje dwie definicje instalacji gazowej, gdzie nie zalicza się do instalacji gazowej gazomierzy, oraz - w przypadku instalacji zasilanej gazem płynnym - butli gazowych.

Rozdział 13 rozporządzenia „Użytkowanie instalacji i urządzeń gazowych” określa wiele szczegółowych wymagań, które nie zawsze spełniają wymagania bezpieczeństwa i zapisów zawartych w innych uregulowaniach prawnych. Konieczność wykonania tzw. głównej próby szczelności jest wymagana między innymi wtedy, gdy instalacja gazowa jest wyłączona z eksploatacji na okres dłuższy niż 6 miesięcy. Przy takim zapisie okres krótszy nie wymaga przeprowadzenia takiej próby. Do obowiązków właściciela budynku w zakresie utrzymania właściwego stanu technicznego instalacji gazowej należy:

- zapewnienie nadzoru nad wykonywaniem głównej próby szczelności,
- zapewnienie nadzoru nad realizacją robót konserwacyjnych, napraw i wymian,
 - doprowadzenie do wyłączenia instalacji gazowej w przypadku stwierdzenia złego stanu technicznego,
 - występowanie do dostawcy gazu w przypadku konieczności uruchomienia instalacji gazowej,
 - zapewnienie realizacji zaleceń pokontrolnych wydawanych przez upoważnione organy.

Rozporządzenie w § 17 ust. 4, § 44 ust. 1 pkt 1, 2 i § 45 ściśle określa, w jakich przypadkach należy wykonywać główną próbę szczelności. Zapis § 44 ust. 1 pkt 3 nie precyzuje, kto może wyłączyć instalację z eksploatacji, a także, co ważniejsze, kto ją może włączyć do eksploatacji i jakie powinny być spełnione wymagania. Przyjęty okres wyłączenia bez konieczności jej jakiegokolwiek kontrolowania jest zdecydowanie za długi i zagraża bezpieczeństwu użytkowników.

Każda włączana, nawet po krótkim czasie przerwy w pracy, instalacja gazowa wymaga zawsze odpowietrzenia i co najmniej pobieżnego przeglądu. Obecny zapis pozwala na dowolne postępowanie z instalacją przez jej właściciela bez jakichkolwiek konsekwencji. Wyłączenie instalacji z eksploatacji może wynikać z przyczyn związanych z dostawcą paliwa gazowego i wtedy jest on zobowiązany do jej powtórnego włączenia. Instalacji gazowej wyłączonej czasowo z eksploatacji, jeżeli nie wynika to z przyczyn podanych w rozporządzeniu, nie można traktować jak nowo wykonanej, dlatego kryteria jej kontroli powinny być zbliżone lub takie same, jak podczas sprawdzania szczelności instalacji przy wykonywaniu okresowej kontroli (próba eksploatacyjna). Przyjęcie takiego złożenia wynika z faktu, iż praktycznie każda instalacja gazowa eksploatowana przez wiele lat nie jest w pełni szczelna, a nieszczelności te nie muszą zagrażać bezpieczeństwu użytkowników budynku.

Przed oddaniem do eksploatacji, bez względu na to czy jest to instalacja okresowo wyłączona z eksploatacji, czy też nowo wykonana, zawsze powinna być ona poddana próbie szczelności. Rozwiązanie tego problemu wymaga ustanowienia odpowiednich wymagań technicznych oraz sprawdzenia, kto jest zobowiązany takie próby wykonywać. Ma to na celu głównie podwyższenie bezpieczeństwa użytkowników budynków mieszkalnych oraz odbiorców paliwa gazowego.

Istotnym problemem eksploatacyjnym jest jednoznaczne ustalenie zasad, jakie muszą być przestrzegane przy przeprowadzaniu odbioru technicznego instalacji gazowej w budynku. Jedyne zapis regulujący ten problem zawarty jest w § 44 ust. 8: *Z przeprowadzenia głównej próby szczelności sporządza się protokół, który powinien być podpisany przez właściciela budynku oraz wykonawcę instalacji gazowej.* Z takiej formy zapisu można wysnuć pośrednio wniosek, iż odbiór techniczny instalacji gazowej oraz główna próba szczelności przeprowadzane są przez wykonawcę i właściciela budynku. Instalacja gazowa wprawdzie nie jest zaliczana do obiektów technicznych szczególnie skomplikowanych i jej wykonanie wymaga głównie staranności, to jednak powinna być odbierana przez jednostkę niezależną. Angażowanie do odbioru instalacji gazowej właściciela obiektu budowlanego w większości przypadków jest nieporozumieniem. Właściciel obiektu budowlanego, co oczywiste, nie musi posiadać w tym zakresie odpowiednich kwalifikacji. Można uznać, iż do przeprowadzenia odbioru technicznego instalacji gazowej powinno się posiadać wyższe kwalifikacje niż do wykonania kontroli

stanu technicznego eksploatowanej instalacji. Żaden akt prawny nie określa jednak wymagań kwalifikacyjnych dla osób przeprowadzających odbiory techniczne nowych instalacji. Propozycję, aby w imieniu właściciela czynność tę wykonywał powołany przez niego przedstawiciel, również trudno uznać za właściwą.

Odbiór instalacji gazowej w budynku, ze względu na bezpieczeństwo jej eksploatacji, powinien być przeprowadzony przez jednostkę niezależną, do czego najlepiej jest niewątpliwie przygotowany

dostawca paliwa gazowego. Do rozwiązania wszystkich wymienionych problemów wymagane jest przeprowadzenie istotnych zmian w obowiązujących aktualnie uregulowaniach prawnych.

Nierozwiązanym dotychczas istotnym problemem jest ustalenie zakresu odpowiedzialności za utrzymanie w należyтым stanie technicznym obudowy kurka głównego stanowiącego zakończenie sieci gazowej.

Analizując problematykę dotyczącą bezpieczeństwa eksploatacji instalacji na paliwa gazowe, gdzie kontrola stanu technicznego jest elementem składowym tej problematyki, należy zwrócić uwagę na niektóre zapisy zawarte w normie PN-EN 1775:2009P *Dostawa gazu. Przewody gazowe dla budynków. Maksymalne ciśnienie robocze równe 5 bar lub mniejsze. Zalecenia funkcjonalne*.

Jak wynika z normy, wyraźnie rozróżnione jest sprawdzanie szczelności eksploatowanej instalacji od sprawdzenia szczelności instalacji nowej oddawanej do eksploatacji. Podane, wprawdzie niezbyt precyzyjnie, zapisy w aktach prawnych w pewnym zakresie powinny być wykorzystane podczas przeprowadzania okresowych kontroli stanu technicznego. Przystępując do kontroli szczelności przewodów gazowych, a także elementów ich wyposażenia, zaleca się przestrzegać poniżej podanych ogólnych ustaleń, wraz z zachowaniem wymienionej poniżej kolejności przeprowadzania kontroli.

1. Sprawdzić z wykorzystaniem metanomierza lub urządzenia wykrywającego inne składniki paliw gazowych, np. propanu, zawartość wymienionych związków w atmosferze pomieszczenia. Wykonanie pomiarów powinno być przeprowadzone głównie w pomieszczeniach lokalizacji elementów wyposażenia instalacji gazowych. Dokonując pomiarów należy uwzględniać właściwości fizykochemiczne rozpraszanych paliw gazowych i oddziaływanie wentylacji. Pomiaru mogą wykazać, iż w danym pomieszczeniu nie występują żadne stężenia związków palnych lub też są one odpowiednio większe. Dalszy sposób postępowania powinien być uzależniony od pomierzonych wielkości stężeń.

Uwzględniając wielkość stężeń związków palnych w atmosferze pomieszczenia przyjmuje się przybliżone kryteria ułatwiające sposób postępowania przez przeprowadzającego kontrolę szczelności:

- stężenie mniejsze od 2% DGW - nie ma konieczności natychmiastowych działań, należy zgłosić o tym fakcie właścicielowi i zarządzającemu kontrolowanym obiektem budowlanym,
- stężenie powyżej 2% DGW i mniejsze od 10% - konieczność szybkiego usunięcia przyczyn bez potrzeby natychmiastowego wyłączenia instalacji lub jej części z eksploatacji,
- stężenie powyżej 10% DGW - konieczność natychmiastowego wyłączenia instalacji z eksploatacji bez względu na miejsce występowania nieszczelności.

Pomiary stężeń mieszanin palnych w pomieszczeniach należy wykonywać wykorzystując przyrządy pomiarowe posiadające certyfikaty na znak bezpieczeństwa B o progu czułości 0,01% zawartości paliwa gazowego w powietrzu i o zakresie pomiarowym od 0 do 100% DGW. Pomiaru powinny być wykonywane w kilku miejscach pomieszczenia, z dala od miejsc przewietrzanych, wylotów kanałów wentylacyjnych itp. Wykonując pomiary należy przy wyborze miejsca pomiarów uwzględnić również gęstość danego paliwa.

2. Lokalizowanie nieszczelności przy przepływie paliwa gazowego w przewodach. Proces kontroli szczelności powinien być wykonywany z wykorzystaniem odpowiednich do tego celu urządzeń wraz z zastosowaniem płynów powierzchniowo czynnych. Ten etap kontroli nie wymaga wyłączenia instalacji z eksploatacji. Postępowanie podczas kontroli sprowadza się do sprawdzania odpowiednich miejsc potencjalnego uchodzenia paliwa gazowego. Praktyka wskazuje, iż kontrola poszczególnych miejsc potencjalnego uchodzenia gazu jest efektywniejsza przy zastosowaniu płynów powierzchniowo czynnych. Zastosowanie urządzeń nie gwarantuje dokładnego sprawdzenia szczelności zewnętrznej. W danym przypadku istotne jest odpowiednie umieszczenie czujnika urządzenia. Po stwierdzeniu obecności gazów palnych należy dokładnie sprawdzić zewnętrzną szczelność wszystkich elementów składowych instalacji gazowej w danym pomieszczeniu, pomimo często utrudnionego dostępu do wszystkich miejsc lokalizacji.

3. Jeżeli przewody gazowe lub inne elementy składowe instalacji gazowej są niedostępne lub źródła powodujące wzrost stężenia związków palnych nie zostały zlokalizowane, a zawartość związków palnych w pomieszczeniu nie przekracza 2% DGW, wskazane jest przeprowadzenie próby szczelności całej instalacji lub jej części.

4. Stężenia wyższe od 2% DGW wymagają docelowo wyłączenia instalacji i przeprowadzenia próby szczelności. W pierwszym etapie wskazane jest dokładne przewietrzenie pomieszczenia, w którym stwierdzono stężenia, i dokonanie powtórnego pomiaru. Dalsze wysokie stężenie związków palnych wymaga szybkiego zlokalizowania miejsc uchodzenia gazu i usunięcia nieszczelności lub w przypadku braku możliwości ich lokalizacji wyłączenia instalacji z dalszej eksploatacji. Stwierdzenie nieszczelności powodujących wystąpienie stężeń powyżej 10% DGW wymaga natychmiastowego wyłączenia całej instalacji z eksploatacji.

Z uwagi na brak szczegółowych wymagań technicznych w zakresie przeprowadzania próby szczelności dopuszczalne jest zastosowanie metod, które, zdaniem przeprowadzającego taką kontrolę, będą spełniać założone zadania. Kontrola szczelności może być przeprowadzona:

- bez wyłączenia instalacji z eksploatacji,
- z wyłączeniem instalacji na czas próby, z wykorzystaniem paliwa gazowego pod ciśnieniem roboczym,
- z wyłączeniem instalacji na okres przeprowadzania próby, z wykorzystaniem do próby sprężonego powietrza lub azotu pod ciśnieniem roboczym rozprzodzanego paliwa gazowego lub wyższym, lecz nieprzekraczającym 10 kPa,
- z wyłączeniem instalacji na czas wykonania próby, z wykorzystaniem do próby sprężonego powietrza lub azotu pod ciśnieniem próby odbiorczej,
- zastosowanie do wykonania próby urządzeń wykorzystujących niestandardowe

zasady oceny szczelności instalacji. Poza wyborem odpowiedniego medium do wykonania próby szczelności istnieje również konieczność wyboru wysokości ciśnienia. Sprawdzonej sposobem wykonania próby szczelności instalacji gazowych będących w stosunkowo dobrym stanie technicznym, gdzie nie należy się spodziewać zbyt dużej liczby nieszczelności, jest wykonanie próby szczelności pod ciśnieniem nieprzekraczającym 5 kPa przez okres 15 minut. Zaletą takiej próby szczelności jest jej prostota, niski koszt, łatwy dostęp do urządzeń wymaganych do przeprowadzenia

próby i efektywność. Ponadto, próba taka może być wykonana bez konieczności demontażu gazomierzy. Można ją jednak wykonywać tylko w częściach instalacji lub najwygodniej i efektywniej w poszczególnych mieszkaniach odbiorców lub użytkowników. Podana metodyka kontroli wykonywana jest najczęściej z wykorzystaniem rozprowadzanego w instalacjach paliwa gazowego, z zastosowaniem podanych poniżej kryteriów szczelności kontrolowanej instalacji:

- szczelna (całkowicie sprawna) - jeżeli przepływ gazu jest mniejszy niż 1 litr na godzinę,
- z ograniczoną szczelnością (o obniżonej sprawności) - jeżeli przepływ gazu wynosi 1-5 litrów na godzinę, instalacja taka wymaga pilnej naprawy,
- nieszczelna (niesprawna) - jeżeli przepływ gazu jest większy niż 5 litrów na godzinę, instalacja taka wymaga natychmiastowego odcięcia dopływu gazu oraz naprawy.

Podane kryteria szczelności należy odnosić do części instalacji gazowej wykonanej wewnątrz mieszkania, za kurkiem odcinającym instalowanym przed gazomierzem, jeżeli kontroli szczelności poddawana będzie instalacja rozgałęziona od kurka głównego do zaworów przed gazomierzami, wyposażona w wielokrotnie więcej połączeń, armatury i przewodów niż w przypadku pojedynczego odbiorcy, zaleca się, aby instalację gazową uznać:

- za szczelną, jeżeli przepływ gazu przez urządzenie jest mniejszy niż 5 litrów na godzinę, przy uwzględnieniu uwag podanych poniżej,
 - z ograniczoną szczelnością, jeżeli przepływ gazu przez urządzenie wynosi 5-30 litrów na godzinę,
 - za nieszczelną, gdy przepływ przekracza 30 litrów na godzinę. Podsumowując problem kontroli szczelności instalacji na paliwa gazowe można stwierdzić, iż w zależności od warunków eksploatacji instalacji, stanu technicznego, sposobu wykonania i możliwości technicznych, jej szczelność, a tym samym przydatność do dalszej eksploatacji, dokonuje się poprzez pomiar:
- wypływu gazu z określonych miejsc (kontrola zewnętrzna),
 - spadku ciśnienia podczas przeprowadzania próby ciśnieniowej,
 - objętości wypływającego paliwa w określonym przedziale czasowym.

Wybór sposobu określenia szczelności zależy w dużym zakresie od warunków lokalizacji instalacji, części instalacji, wielkości stężenia gazów palnych w pomieszczeniach, dotychczasowego stanu technicznego instalacji oraz przede wszystkim od przeprowadzającego kontrolę stanu technicznego danej instalacji, stąd wymóg odpowiednich kwalifikacji do przeprowadzania takich czynności.

2.3.1. Kontrola stanu technicznego kurków głównych

Rozpoczynając kontrolę stanu technicznego instalacji gazowej w pierwszej kolejności należy zlokalizować wszystkie kurki główne oraz określić, czy ich lokalizacja zgodna jest z aktualnie obowiązującymi przepisami. W przypadku niezgodności ich lokalizacji z obowiązującymi przepisami uwagi w tym zakresie należy podać w protokole pokontrolnym. Jeżeli w budynku jest więcej kurków głównych niż jeden, należy sprawdzić, czy istnieje informacja określająca, jaka jest liczba kurków głównych w budynku. W przypadku gdy budynek wyposażony jest w większą liczbę kurków głównych, należy sprawdzić, czy odcinki przewodów wewnątrz budynku, zasilane z różnych kurków głównych, nie są ze sobą połączone. Inaczej mówiąc, w budynku powinno być tyle oddzielnych instalacji

gazowych, ile jest kurków głównych zainstalowanych na przyłączach. W przypadku kurków głównych mogą wystąpić m.in. następujące problemy związane z ich lokalizacją:

- kurki główne bez zabezpieczenia, łatwo dostępne przez osoby niepowołane,
- na poziomie terenu lub powyżej poziomu terenu bez zabezpieczenia,
- pod powierzchnią terenu w studzienkach przed budynkiem,
- w zbyt dużej odległości od ściany budynku,
- brak możliwości zlokalizowania kurka głównego (zasypany ziemią, usunięty podczas remontu itp.),
- wewnątrz budynku w piwnicy, w korytarzu itp.

Ważnym elementem kontroli stanu technicznego jest sprawdzenie prawidłowości działania kurka. Sprawdzając kurek główny należy dokonać jego zamknięcia i otwarcia możliwie szybko, aby nie spowodować odcięcia dopływu gazu do odbiorców. Dokonując wymienionych działań należy także sprawdzić szczelność zewnętrzną kurka. Przeprowadzenie takich kontroli wymagane jest pomimo tego, że stanowi on element składowy sieci gazowej. Kurek główny prawidłowo działający zabezpiecza budynek w przypadku pożaru lub katastrofy budowlanej i jest bezpośrednio związany z instalacją. Wymagania w zakresie lokalizacji kurka głównego określają szczegółowo przepisy budowlane.

2.3.2. Kontrola innych elementów wyposażenia instalowanych bezpośrednio w sąsiedztwie kurka głównego

Na przyłączy gazowym, wykonanym z materiałów przewodzących prąd elektryczny, powinny być zamontowane złącza izolacyjne uniemożliwiające przepływ prądu do wnętrza budynku przez odcinki przewodów gazowych. Podczas przeprowadzania takiej kontroli należy stwierdzić, z zastosowaniem przyrządu pomiarowego, czy złącze spełnia funkcję izolującą. Kontrola prawidłowości funkcjonowania złącza izolującego może być wykonana w innym terminie niż innych elementów składowych instalacji gazowej. W przypadku zasilania instalacji gazowej z sieci średniego ciśnienia na przyłączy gazowym mogą być także zainstalowane reduktory ciśnienia lub ich baterie. Reduktory ciśnienia także stanowią własność dostawcy paliwa gazowego, lecz stanowią istotne zagrożenie dla bezpieczeństwa użytkowników gazu w budynku, dlatego też powinny podlegać kontroli. Kontrola powinna dotyczyć głównie sprawdzenia szczelności połączeń po stronie niskiego i średniego ciśnienia, a także ich ogólnego stanu technicznego. Reduktory ciśnienia, jak i kurki główne, powinny być zabezpieczone przed dostępem osób niepowołanych. O wszystkich nieprawidłowościach w lokalizacji kurków głównych należy powiadomić właściciela budynku, a o wadach technicznych i nieprawidłowościach w funkcjonowaniu kurków głównych i reduktorów - dostawcę gazu. W pewnych przypadkach za kurkiem głównym instalacji gazowej mogą być zainstalowane zawory urządzeń sygnalizacyjno-odcinających, które także powinny podlegać okresowej kontroli. Tak jak w przypadku złączy izolacyjnych, urządzenia te mogą być kontrolowane w innym terminie ze względu na to, iż kontrole te mogą wykonywać osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje, inne niż te, jakie są wymagane w przypadku kontroli pozostałych elementów składowych instalacji gazowych. Przyłącza gazowe mogą być wprowadzane do wnętrza budynków przez ściany powyżej lub poniżej poziomu terenu. Uszczelnienie wejść do wnętrza budynku poniżej poziomu

terenu jest bardzo istotne, gdyż w przypadku nieszczelności może dojść w budynku do wystąpienia nawet dużych stężeń gazów palnych na poziomie piwnic, niekoniecznie związanych z nieszczelnościami instalacji wewnątrz budynków. Dokładnej kontroli należy poddać także szczelność przejść innych mediów, np. wodociągowych, kanalizacyjnych, elektrycznych, telekomunikacyjnych itp. Wymienione przejścia stanowią takie same zagrożenia jak przyłącza gazowe, gdyż paliwo gazowe z nieszczelnych gazociągów może migrować na duże odległości również wzdłuż innych ciągów podziemnych. Pomiar szczelności takich przejść najprościej jest wykonać wykorzystując urządzenia do pomiaru stężenia związków palnych w pomieszczeniach. W przypadku wykrycia obecności mieszanin palnych w pomieszczeniach na poziomie piwnic należy zapewnić wzmożoną wentylację i przeprowadzić powtórny pomiar stężeń w tych pomieszczeniach. Jeżeli pomiary te wykażą w dalszym ciągu stężenia gazów palnych, a nie stwierdzi się innych przyczyn nieszczelności, należy niezwłocznie powiadomić pogotowie gazowe. Wykryte nieszczelności przejść przez ściany budynku powinny być usunięte przez właściciela budynku. Stwierdzone nieprawidłowości dokonujący kontroli powinien odnotować w protokole pokontrolnym.

2.3.3. Kontrola przewodów gazowych na poziomie piwnic

W związku z tym, że nieszczelności występujące na przewodach instalacji gazowych oraz innych elementach składowych instalacji na poziomie piwnic są często przyczyną pożarów i/lub wybuchów nierzadko prowadzących do katastrof budowlanych, ten etap kontroli powinien być przeprowadzony szczególnie starannie. Kontrola powinna obejmować sprawdzenie:

- sposobu usytuowania przewodów gazowych w stosunku do innych przewodów stanowiących wyposażenie budynku, takich jak wodociągowe, centralnego ogrzewania, elektryczne, telekomunikacyjne, kanalizacyjne itp.,
- wykorzystania pomieszczeń piwnicznych, przez które prowadzone są przewody gazowe,
- sprawności i stanu technicznego elementów wyposażenia przewodów gazowych, takich jak: kurki, odwadniacze, kolana, złączki itp.,
- sposobu wykonania połączeń przewodów gazowych,
- stanu zabezpieczenia antykorozyjnego przewodów gazowych i ich oznakowania,
- zgodności z przepisami miejsc lokalizacji gazomierzy,
- właściwego wyposażenia pomieszczeń, w których zlokalizowane są urządzenia gazowe, np. kotłownie opalane gazem lub pomieszczenia wykorzystywane do celów działalności rzemieślniczej.

2.3.4. Przegląd techniczny odcinków przewodów gazowych do zaworów odcinających gazomierzy lub odgałęzień na poszczególnych kondygnacjach

Kontrola tych elementów składowych instalacji przebiega inaczej w budynkach wielorodzinnych, a inaczej w budynkach użyteczności publicznej. Sposób przeprowadzenia kontroli uzasadniony jest innymi wymaganiami w zakresie wykonania przewodów gazowych. Podczas tego etapu kontroli należy sprawdzić:

- lokalizację pionów gazowych,

- rodzaj materiału, z jakiego wykonano piony gazowe i odcinki przewodów poziomych,
- sposób połączeń przewodów gazowych,
- stan zabezpieczenia antykorozyjnego przewodów i ich oznakowanie,
- wykonanie przejść przewodów gazowych przez stropy i ściany budynku.

Piony gazowe mogą być instalowane w szybach instalacyjnych, w ścianach budynków (szczególnie często takie rozwiązanie spotyka się w budynkach tzw. starego budownictwa), przy ścianach, a także (rzadkie przypadki) przez mieszkania lokatorów. Szczególnie ważne jest skontrolowanie, jak wykonane są przejścia przez ściany i stropy budynków. Takie przejście powinno być wykonane w przewodzie osłonowym stalowym z wypełnioną tworzywem wypełniającym przestrzeń pomiędzy rurą gazową a tym przewodem. Brak takich elementów przejść prowadzi często do wystąpienia poważnych nieszczelności ze względu na naprężenia występujące pomiędzy przewodami gazowymi a ścianami budynku. Takie naprężenia z poważnymi konsekwencjami przenoszą się na gazomierze, powodując ich awarie i nieszczelności. Obowiązujące w Polsce wymagania techniczne dopuszczają wykonanie odcinków przewodów gazowych także z miedzi na odcinkach od odgałęzień na poszczególnych kondygnacjach w budynkach użyteczności publicznej lub za gazomierzami w budynkach wielorodzinnych, a więc także poza mieszkaniami. W takim przypadku konieczne jest sprawdzenie, w jaki sposób wykonane są połączenia rur stalowych z rurami miedzianymi.

2.3.5. Kontrola stanu technicznego gazomierzy

Kontrolując stan techniczny gazomierzy należy pamiętać o fakcie, iż urządzenia pomiaru ilości przepływającego paliwa gazowego stanowią własność dostawcy gazu. Kontrolując nie należy ingerować w połączenia gazomierzy i nie należy uszkodzić zabezpieczeń założonych przez dostawcę gazu. Kontrola gazomierzy jest istotnym elementem bezpieczeństwa, gdyż w dalszym ciągu gazomierze uważane są za najsłabsze elementy składowe instalacji gazowej. W budynkach wielorodzinnych ok. 3% wszystkich zainstalowanych gazomierzy wykazuje większe lub mniejsze nieprawidłowości sprowadzające się najczęściej do nieszczelności samych gazomierzy lub ich połączeń z przewodami rurowymi.

Kontrolując stan techniczny gazomierzy należy:

- sprawdzić prawidłowość lokalizacji gazomierzy w zakresie zgodności z obowiązującymi przepisami,
- skontrolować prawidłowość zabezpieczenia gazomierzy przed uszkodzeniami mechanicznymi, wpływem temperatury, odległości lokalizacji od urządzeń iskrzących itp.,
- sprawdzić szczelność zewnętrzną gazomierzy i szczelność połączeń gazomierzy z przewodami instalacyjnymi,

sprawdzić zabezpieczenia gazomierzy założone przez dostawcę paliwa gazowego. Wszelkiego rodzaju nieprawidłowości dotyczące gazomierzy należy zgłosić dostawcy gazu. Uwagi dotyczące gazomierzy, w przypadku kontrolowania instalacji w budynkach mieszkalnych wielorodzinnych, powinny być zamieszczone w części protokołów dotyczących instalacji w mieszkaniach u poszczególnych odbiorców.

2.3.6. Zakres Kontroli instalacji gazowych w poszczególnych mieszkaniach

Główne zmiany w rozwiązaniach technicznych instalacji gazowych występujące pomiędzy kolejnymi kontrolami rocznymi mają miejsce w mieszkaniach, gdzie odbiorcy przeprowadzają szereg przeróbek, często niezgodnych z obowiązującymi przepisami. Kontrole w mieszkaniach należy więc traktować tak, jakby instalacje te nigdy nie były kontrolowane. W mieszkaniach może być lokalizowana większość elementów składowych instalacji, a więc gazomierze, przewody doprowadzające paliwo gazowe do urządzeń, urządzenia gazowe różnego typu, wielkości i rodzaju, armatura odcinająca i odcinki przewodów spalinowych zaliczanych do instalacji gazowych. Ten etap kontroli należy jednoznacznie rozdzielić na układy przewodów gazowych rozprowadzających paliwo gazowe do poszczególnych urządzeń gazowych, urządzenia gazowe i przewody spalinowe odprowadzające spaliny do kanałów spalinowych lub bezpośrednio na zewnątrz budynku przez ścianę zewnętrzną. W przypadku kontroli odcinków przewodów od gazomierzy do urządzeń gazowych należy zwrócić uwagę na następujące problemy związane z bezpieczną eksploatacją gazomierzy:

- sposób prowadzenia przewodów,
 - elektryczne, telekomunikacyjne, kanalizacyjne itp.,
- wykorzystania pomieszczeń piwnicznych, przez które prowadzone są przewody gazowe,
- sprawności i stanu technicznego elementów wyposażenia przewodów gazowych, takich jak: kurki, odwadniacze, kolana, złączki itp.,
- sposobu wykonania połączeń przewodów gazowych,
- stanu zabezpieczenia antykorozyjnego przewodów gazowych i ich oznakowania,
- zgodności z przepisami miejsc lokalizacji gazomierzy,
- właściwego wyposażenia pomieszczeń, w których zlokalizowane są urządzenia gazowe, np. kotłownie opalane gazem lub pomieszczenia wykorzystywane do celów działalności rzemieślniczej.

2.3.7. Kontrola stanu technicznego urządzeń gazowych

Kontroli stanu technicznego podlegają wszystkie urządzenia gazowe zainstalowane w mieszkaniach odbiorców oraz stanowiące wyposażenie budynku, np. kotły gazowe przeznaczone do ogrzewania budynku, podgrzewacze wody w pralniach oraz urządzenia gazowe zainstalowane w pomieszczeniach komercyjnych i rzemieślniczych. Do najczęściej stosowanych urządzeń gazowych w mieszkaniach odbiorców zalicza się kuchnie gazowe różnego typu i wielkości, gazowe grzejniki wody przepływowej oraz termy. Wymienione urządzenia, jak wykazuje praktyka eksploatacyjna, najczęściej są przyczyną zatruć składnikami spalin, co jest spowodowane wadliwym odprowadzeniem spalin i wadami palników gazowych tych urządzeń. Różnorodność produkowanych urządzeń gazowych dostępnych na rynku utrudnia podania szczegółowych wymagań dotyczących kontroli ich stanu technicznego.

Ogólny zakres kontroli stanu technicznego każdego z zainstalowanych urządzeń gazowych powinien obejmować:

- sprawdzenie wysokości pomieszczenia, w którym zainstalowane jest odpowiednie urządzenie,

- sprawdzenie wielkości kubatury pomieszczenia (należy uwzględnić liczbę zainstalowanych urządzeń gazowych odpowiedniego typu w pomieszczeniu i dodatkowe wymagania związane z tym faktem, zawarte w obowiązujących wymaganiach technicznych),
- dostępność do urządzenia i poszczególnych elementów jego wyposażenia,
- ogólne wymagania budowlane związane z zasadami lokalizacji urządzeń gazowych,
- stan techniczny zainstalowanego urządzenia obejmujący sprawdzenie: stopnia zanieczyszczenia osadami, sprawności kurków odcinających dopływ gazu, szczelności układów gazowych, stanu technicznego obudów, prawidłowego funkcjonowania urządzeń sterowania i automatyki,
- wentylację pomieszczenia, w którym zainstalowane jest urządzenie,
- dopływ powietrza do spalania w przypadku zainstalowanych urządzeń gazowych typu A i B,
- prawidłowość odprowadzenia spalin,
- sprawdzenie certyfikatów dopuszczających do stosowania zainstalowane urządzenia gazowe niestandardowe.

W przypadku kuchni i kucharek gazowych kontrola powinna obejmować:

- sprawdzenie stanu technicznego pokręteł otwierających wypływ gazu z poszczególnych palników urządzenia i tym samym stan techniczny palników,
- przebieg procesu spalania na poszczególnych palnikach, wielkość i kolor płomienia, zastosowanie dyszy na inny rodzaj gazu, niewłaściwą regulację dopływu powietrza do spalania, uszkodzenie elementów palnika,
- brak możliwości zapalenia palnika,
- cofanie płomienia do wnętrza palnika,
- odrywanie się płomienia od palnika,
- zbyt mały lub zbyt duży płomień przy pełnym obciążeniu palnika,
- niesymetryczność płomienia palnika,
- zbyt duży płomień „oszczędnościowy” palnika,
- niewłaściwe palenie się palników piekarnika, cechujące się wadami określonymi dla poszczególnych palników urządzenia,
- uchodzenie gazu przy palniku,
- nieszczelność przewodów rozprowadzających w urządzeniu paliwo gazowe do poszczególnych palników.

Kontrola stanu technicznego gazowych grzejników wody przepływowej powinna obejmować podane czynności, przy uwzględnieniu także urządzeń gazowych wyposażonych w różne rozwiązania techniczne wraz ze sterowaniem dopływu gazu do urządzenia:

- niewłaściwe palenie się palnika, zbyt mały płomień, a także mały płomień palnika zapalającego, jeżeli urządzenie jest w niego wyposażone,
- zbyt wolne zapalenie się palnika,
- wybuchowe zapalenie palnika,
- osady na powierzchni wymiennika ciepła,
- osady na dyszach palnika,
- zbyt wysoka lub zbyt niska temperatura wody wypływającej z urządzenia,

- wyciek wody z urządzenia,
- zbyt niska sprawność urządzenia,
- ulatnianie się gazu z połączeń gazowych wewnątrz urządzenia gazowego,
- wadliwe połączenie urządzenia z przewodem doprowadzającym gaz,
- cofanie się spalin do wnętrza pomieszczenia.

Należy poddać kontroli stanu technicznego także inne urządzenia gazowe, w tym przenośne, stanowiące wyposażenie mieszkania lub lokalu użytkowego.

2.3.8. Kontrola sprawności technicznej odprowadzenia spalin z urządzeń gazowych i wentylacji pomieszczeń, w których są instalowane

Problemy związane z wentylowaniem pomieszczeń, w których zainstalowane są urządzenia gazowe, doprowadzeniem powietrza do spalania oraz odprowadzeniem produktów spalania stanowią szacunkowo około 90% przypadków zatruczeń użytkowników urządzeń gazowych, stąd tak istotne jest zwrócenie na nie uwagi. Przewody wentylacyjne i spalinowe w większości nie stanowią elementów składowych instalacji gazowych, czyli nie podlegają formalnie kontroli stanu technicznego podczas czynności kontrolnych związanych z instalacjami na paliwa gazowe. Kontrole związane z prawidłowym odprowadzaniem produktów spalania i wentylowaniem pomieszczeń dokonywane są oddzielnie przez służby kominiarskie, jednak nie w tym samym czasie co kontrole instalacji gazowych. W tym zakresie rola kontrolującego prawidłowość funkcjonowania urządzeń gazowych powinna polegać tylko na stwierdzeniu, czy kanały spalinowe są drożne oraz czy kanały wentylacyjne nie są zatkane przez użytkowników, co jest częstym przypadkiem spotykanym w mieszkaniach. Obowiązujące w Polsce wymagania techniczne zaliczają do instalacji gazowej przewody spalinowe, lecz tylko o odpowiedniej długości określonej w przepisach. Podczas kontroli przewodów spalinowych i powietrzno-spalinowych, stanowiących elementy składowe urządzeń gazowych lub odprowadzających spaliny do kanałów spalinowych, należy sprawdzić:

- szczelność połączenia przewodu spalinowego z urządzeniem i wlotu tego przewodu do kanału spalinowego,
- drożność przewodu spalinowego, średnice stałe na całej długości przewodu,
- stan zagrożenia korozyjnego przewodu,
- sumaryczną długość przewodu, w przypadku urządzeń typu B nie powinna przekraczać 2 m,
- długość pionowego odcinka przewodu spalinowego do zmiany kierunku przepływu, długość ta nie powinna być mniejsza niż 0,22 m,
- kąt nachylenia przewodu spalinowego (do urządzenia gazowego),
- stan techniczny okapu nad kuchniami (urządzenia typu A), długość przewodu, kąt nachylenia, sposób zainstalowania,
- szczelność obudowy i połączeń urządzeń typu C z przewodami spalinowymi i doprowadzającymi powietrze lub powietrzno-spalinowych,
- sposób wykonania wyprowadzenia wylotów przewodów spalinowych z urządzeń typu C na zewnątrz (uszczelnienie ze ścianą lub stropem itp.),

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

- odległość wylotów przewodów spalinowych i powietrzno-spalinowych od okien, otworów w ścianie, załamania ścian budynku, ścian pionowych itp.,
- drożność wylotów przewodów spalinowych lub powietrzno-spalinowych na całej długości, szczelność przewodu spalinowego w układzie powietrzno-spalinowym.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

Pytania:

- 2.1. Co to jest urządzenie i instalacja energetyczna?
- 2.2. Co to jest instalacja gazowa i z jakich elementów się składa?
- 2.3. Jak klasyfikuje się urządzenia gazowe?
- 2.4. Jaki jest zakres kontroli przewodów instalacyjnych rozprowadzających paliwo gazowe w budynku?
- 2.5. Co należy do obowiązków właściciela budynku w zakresie utrzymania właściwego stanu technicznego instalacji gazowej?
- 2.6. Kto przeprowadza (organizuje) odbiór techniczny urządzeń i instalacji gazowych?
- 2.7. W jaki sposób może być przeprowadzona kontrola szczelności instalacji gazowej?
- 2.8. Na czym polega kontrola stanu technicznego gazomierzy?
- 2.9. Co obejmuje zakres kontroli stanu technicznego zainstalowanych urządzeń gazowych?
- 2.10. Co należy sprawdzić podczas kontroli przewodów spalinowych i powietrzno-spalinowych?

3. Sieci gazowe

Za sieć gazową uważa się gazociągi wraz ze stacjami gazowymi, układami pomiarowymi, tłoczniami gazu, magazynami gazu, połączone i współpracujące ze sobą, służące do przesyłania i dystrybucji gazu. Na sieć gazową składają się gazociągi wysokiego (1,6-10 MPa), średniego podwyższonego (0,5-1,6 MPa), średniego (10-500 kPa) i niskiego (do 10 kPa) ciśnienia. Możliwy jest też podział sieci wg innych kryteriów

Sieci gazowe składają się z następujących elementów:

- gazociągi,
- stacje gazowe,
- magazyny gazu,
- tłocznie gazu.

3.1. Układy zasilania gazem zakładów przemysłowych

Małe i średnie zakłady umiejscowione na terenie aglomeracji miejskich są z zasady zasilane z miejskiej sieci gazowej niskiego i średniego ciśnienia. Na rys. 3.4. pokazano układ jednostopniowy pierścieniowy średniego ciśnienia zasilający oddziały produkcyjne wyposażone w urządzenia gazowe średniego ciśnienia. Układ jest zasilany z sieci o ciśnieniu 0,5 MPa z zastosowaniem pośredniej stacji redukcyjnej o ciśnieniu wylotowym 0,1 MPa. Strumień objętości dostarczanego gazu jest mierzony w zakładowej stacji pomiarowej wyposażonej w dwa filtry i przepływomierze. Poszczególne oddziały są podłączone do sieci pierścieniowej. Odpowiednio dobrany układ kurków i zasuw umożliwia odłączenie części sieci do czyszczenia lub remontu bez przerywania pracy w pozostałych odcinkach.

3.2. Przewody wewnętrzne gazowych sieci przemysłowych

W skład układów przemysłowych sieci gazowych zasilających poszczególne urządzenia przemysłowe wchodzi - oprócz rurociągów - przewody odpowietrzające, zasuw, zawory, kurki odcinające, kurki probiercze, manometry, aparatura regulacyjna i zabezpieczająca przed zanikiem płomienia (nie zawsze). Zdarza się, że urządzenie przemysłowe ze stałą obsługą nie ma automatycznych urządzeń regulacyjnych i zabezpieczających przed zanikiem płomienia, wówczas dobór właściwego układu zasilającej sieci gazowej i jej prawidłowa eksploatacja mają znaczący wpływ na bezpieczeństwo pracy. Należy pamiętać, że każda wewnętrzna sieć gazowa zasilająca urządzenia przemysłowe powinna być tak zaprojektowana, aby zabezpieczała komory paleniskowe przed dopływem do nich gazu w czasie postojów oraz umożliwiała dokładne usunięcie powietrza z przewodów gazowych po zakończeniu prac montażowych i remontowych. Poniżej przedstawiono przykładowy układ rurociągów wewnętrznych sieci gazowej w kilku obiektach produkcyjnych.

3.3. Organizacja i ogólne zasady prowadzenia prac gazoniebezpiecznych

Prace niebezpieczne są to wszystkie prace wykonywane w warunkach szczególnego zagrożenia dla zdrowia i życia, a niezaliczone do prac gazoniebezpiecznych. Podobnie jak w przypadku prac gazoniebezpiecznych, wykonywanie prac niebezpiecznych powinno być przeprowadzane na podstawie pisemnego polecenia kierownika zakładu lub osoby przez niego upoważnionej.

Prace niebezpieczne powinny być przeprowadzone pod nadzorem pracownika posiadającego odpowiednie kwalifikacje zawodowe. Pracownicy, wykonujący prace niebezpieczne również takie kwalifikacje powinni posiadać. Przepisy dotyczące wymagań szczegółowych w znacznym stopniu odpowiadają przepisom dotyczącym prac gazonie- bezpiecznych.

Inną kategorią są prace gazoniebezpieczne. Zalicza się do nich wszystkie prace prowadzone na czynnych urządzeniach, sieciach i instalacjach gazowych, przy których wydzielają się lub mogą się wydzielać ilości gazu zdolne powodować zatrucie (uduszenie), wybuch lub pożar.

Wszystkie prace gazoniebezpieczne powinny być wykonywane z przestrzeganiem ustalonych warunków technicznych oraz obowiązującej procedury formalnej, zarówno przed przystąpieniem do wykonywania prac, jak i podczas ich trwania, a także po ich zakończeniu. Prace te należy prowadzić z zachowaniem bezpieczeństwa osób zatrudnionych przy ich wykonywaniu, a także bezpieczeństwa otoczenia oraz zachowania wymagań ochrony środowiska.

Do prac gazoniebezpiecznych wykonywanych na gazociągach należą:

- prace eksploatacyjne (do których zalicza się wszelkie prace przy obsłudze urządzeń, sieci i instalacji, przy których może wydzielać się gaz w ilościach niestwarzających zagrożeń dla pracowników wykonujących te czynności),
- prace awaryjne (zalicza się tu wszystkie prace związane z usuwaniem zagrożeń związanych z ulatnianiem się gazu prowadzone w celu zapobieżenia powstania ewentualnego pożaru, wybuchu lub innego zagrożenia, np. naprawa uszkodzeń mechanicznych gazociągu),
- prace planowane (są to prace, które wykonywane są zgodnie z wcześniej opracowanymi planami i w oparciu o szczegółowe instrukcje wykonywania tych prac, np. konserwacje, włączenia, remonty itp.).

Prace gazoniebezpieczne wolno wykonywać tylko na podstawie pisemnego polecenia, o ile nie są związane z ratowaniem życia i zdrowia ludzkiego, lub gdy związane są z likwidacją awarii czy też zabezpieczeniem urządzeń przed zniszczeniem. Pisemne polecenie nie jest wymagane przy pracach eksploatacyjnych objętych instrukcjami eksploatacyjnymi.

Sposoby i wymagania dotyczące prac gazoniebezpiecznych ustalane są przez kierowników zakładów ze względu na specyfikę poszczególnych zakładów pracy. Decydują oni o specyfikacji dokumentacji prac gazoniebezpiecznych. Przykładowo, dokumentacja prac gazoniebezpiecznych powinna składać się z następujących dokumentów:

- druku „polecenia” ze szczegółowym określeniem rodzaju, miejsca i terminu wykonania prac wraz z nazwiskami pracowników koordynujących oraz miejscem na meldunki wykonania wskazanych czynności,
- szkicu sytuacyjnego, planu lub schematu technologicznego,

- instrukcji wykonania poszczególnych prac z podziałem na etapy, ze szczegółowym opisem prac przygotowawczych, warunków technicznych i technologicznych wykonania prac, wykazu sprzętu i narzędzi oraz sposobu zabezpieczenia miejsca wykonywania prac.

W przypadku prac gazoniebezpiecznych o znacznym stopniu skomplikowania, trudności i zagrożenia powinny być one kierowane i nadzorowane przez osoby z kierownictwa. W innych przypadkach osoba odpowiedzialna za przeprowadzenie prac gazoniebezpiecznych jest wyznaczana spośród pracowników dozoru posiadających kwalifikacje (D) w zakresie dozoru urządzeń energetycznych, najczęściej zatrudniona na stanowisku mistrza służb sieciowych z odpowiednią praktyką. Przepisy dopuszczają kierowanie pracami gazoniebezpiecznymi przez pracowników posiadających kwalifikację (E) w zakresie eksploatacji urządzeń energetycznych tylko w przypadku prac związanych z wykonywaniem przyłączy o średnicy nominalnej nieprzekraczającej $D < 50$ mm (dla PE - 63 mm) do gazociągów czynnych o ciśnieniu nie większym niż 0,5 MPa ($p_n < 0,5$ MPa). Osoba odpowiedzialna za przeprowadzenie prac gazoniebezpiecznych nie może jednocześnie zatwierdzać polecenia jej wykonania i przyjmować gazociąg do eksploatacji. Prace gazoniebezpieczne muszą być wykonywane przez co najmniej 2 osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje zawodowe i energetyczne.

Każda praca gazoniebezpieczna powinna być uzgodniona z innymi służbami działającymi w danej strefie zagrożenia. Przy wykonywaniu prac gazoniebezpiecznych na czynnych gazociągach niskiego ciśnienia należy pamiętać, że:

- na gazociągach, których średnica nominalna nie przekracza $D < 200$ mm, dopuszcza się prowadzenie prac bez obniżania ciśnienia roboczego w tym gazociągu,
- na gazociągach o średnicach nominalnych powyżej $D > 200$ mm prace należy wykonywać przy ciśnieniu bezpiecznym, ustalonym każdorazowo przez osobę dozoru.

W przypadku używania urządzeń do hermetycznego nawiercania pod ciśnieniem dopuszcza się wykonywanie prac na gazociągach każdej średnicy i o każdym ciśnieniu, przy ciśnieniach nieprzekraczających maksymalnego ciśnienia pracy dla danego urządzenia nawiercającego.

Pracownik dozoru prowadzący nadzór nad pracami gazoniebezpiecznymi przed ich rozpoczęciem powinien:

- szczegółowo zapoznać się z harmonogramem prac gazoniebezpiecznych lub z poleceniem ich wykonania,
- przeprowadzić instruktaż w zakresie bhp i ppoż.; odbycie takiego instruktażu powinno być przez pracowników potwierdzone własnoręcznym podpisem,
- omówić z pracownikami zakres i kolejność wykonywania poszczególnych czynności oraz wyznaczyć odpowiednie osoby na określone stanowiska pracy,
- zapewnić sprzęt ochronny i zabezpieczający, sprzęt ppoż. oraz odzież roboczą i ochronną, niezbędną do wykonywania pracy,
- zapewnić podległym pracownikom bezpieczne warunki pracy poprzez sprawdzenie prawidłowości przygotowania miejsca pracy oraz właściwą organizację prac gazo- niebezpiecznych,
- sprawdzić posiadanie przez pracowników wymaganych kwalifikacji, koniecznych do wykonywania tego typu prac,
- sprawdzić powtórnie przed rozpoczęciem prac, czy wykonane zostały czynności zabezpieczające,

- prowadzić prace zgodnie z harmonogramem (poleceniem) wykonania prac gazoniebezpiecznych,
- sprawować nadzór nad pracownikami w zakresie przestrzegania przez nich zasad bezpiecznego wykonywania poszczególnych czynności.

Brygady wykonujące prace gazoniebezpieczne muszą być wyposażone w następujące środki zabezpieczające:

- przyrządy do pomiaru stężeń gazu w atmosferze,
- przyrządy do pomiaru ciśnienia gazu,
- środki łączności,
- apteczkę pierwszej pomocy,
- lampy w wykonaniu przeciwwybuchowym w trakcie prowadzenia prac w porze nocnej, zasilane napięciem nie wyższym niż 24 V. Wymóg ten musi być przestrzegany w przypadku umieszczenia lampy poza strefą zagrożenia wybuchem,
- sprzęt ppoż. oraz tablice i znaki ostrzegawcze,
- przy pracach w warunkach szczególnego zagrożenia - samochód dyżurujący. Prace gazoniebezpieczne, polegające na sieciowych pracach spawalniczych, wykonywać należy przy ciśnieniu gazu obniżonym do wartości rzędu 0,2-0,3 kPa, aby nie powodować powstania płomienia dłuższego niż 30 cm. Niedopuszczalne jest wykonywanie prac na czynnym gazociągu przy podciśnieniu w miejscu wykonywania robót. Wszystkie prace spawalnicze, które wykonuje się poza wykopem, mogą odbywać się w miejscu oddalonym co najmniej 10 m od brzegu wykopu po stronie nawietrznej.

Po stwierdzeniu obecności w gazociągu kondensatu lub gazoliny albo gdy wykop został nasycony kondensatem lub gazoliną, zabrania się prowadzenia prac z otwartym ogniem. Przed prowadzeniem prac gazoniebezpiecznych na sieci gazowej z czynną ochroną antykorozyjną wymaga się wyłączenia wszystkich działających urządzeń ochrony, a mianowicie:

- w przypadku prowadzenia prac na gazociągu w miejscu odległym do 2 km od jakiegokolwiek stacji ochrony katodowej należy ją (lub obie) przed rozpoczęciem prac wyłączyć wyłącznikiem głównym,
- w przypadku prowadzenia prac na gazociągu posiadającym antykorozyjną ochronę drenażową od prądów błądzących należy wyłączyć wszystkie stacje ochrony znajdujące się w odległości do 5 km od miejsca prowadzenia prac.

Prace gazoniebezpieczne w pomieszczeniach technologicznych lub przy urządzeniach technologicznych powinny być wykonywane przy ciągłym pomiarze stężenia metanu i tlenu. Prace takie powinno się rozpocząć po sprawdzeniu stężenia metanu i tlenu w miejscu pracy i zastosowaniu odpowiednich środków zapobiegających zagrożeniom.

Obiekty technologiczne, w których może wystąpić atmosfera wybuchowa, należy odpowiednio sklasyfikować i oznakować, zgodnie z przepisami w sprawie minimalnych wymagań dotyczących bezpieczeństwa i higieny pracy pracowników zatrudnionych na stanowiskach pracy, gdzie taka atmosfera może wystąpić.

Na zaworach, zasuwach i innych urządzeniach zaporowych, zamontowanych w obiektach technologicznych sieci gazowej, przez które przepływa gaz, należy zaznaczyć pozycje „otwarta” i „zamknięta”.

Wszystkie przyrządy pomiarowe powinny posiadać zaznaczony poziom dopuszczalnych wartości mierzonych parametrów.

Przed rozpoczęciem prac polegających na demontażu metalowych elementów sieci gazowej napełnionej gazem ziemnym należy założyć połączenia zapewniające ciągłość elektryczną. W przypadku zastosowania w sieci gazowej ochrony katodowej, należy ją wyłączyć przed rozpoczęciem prac polegających na demontażu. W przypadku konieczności prowadzenia prac przy elementach sieci gazowej napełnionych gazem, wykonanych z tworzyw sztucznych, w czasie trwania prac należy zapewnić odprowadzanie ładunków elektrostatycznych.

W przypadku zagrożenia wystąpieniem metanu lub niedoboru tlenu, podczas prowadzenia prac, w szczególności w wykopach, kanałach, zbiornikach, studzienkach, związanych z remontami i naprawą gazociągów, należy stosować odpowiednie do zagrożeń środki ochrony indywidualnej i sprzęt służący do asekuracji lub ewakuacji z zagrożonego obszaru.

Przed przystąpieniem do prac w miejscach zagrożonych obecnością gazu ziemnego należy wykonać pomiary stężenia metanu i stężenia tlenu. Pomiary należy również wykonywać podczas prowadzenia prac.

Pracownicy przed przystąpieniem do prac w miejscach pracy zagrożonych powstaniem atmosfery wybuchowej powinni być poinformowani o występujących zagrożeniach i zasadach bezpiecznego prowadzenia prac.

Pracownicy wykonujący prace gazoniebezpieczne i prace niebezpieczne, w szczególności w wykopach o głębokości przekraczającej 1,5 m, studzienkach, kanałach, zbiornikach, obmurowaniach zbiorników, powinni być wyposażeni w szelki bezpieczeństwa połączone z linią asekuracyjną i asekurowani przez pracowników znajdujących się poza miejscem występowania zagrożeń.

3.4. BHP przy budowie i eksploatacji sieci gazowych

3.4.1. Roboty ziemne

Roboty ziemne wykonuje się tak, aby wykop zapewniał swobodę ruchów i bezpieczeństwo pracy przebywającym tam pracownikom.

W sytuacji gdy wykop osiągnie głębokość większą niż 1,0 m od poziomu terenu, konieczne jest wykonanie bezpiecznego zejścia dla pracowników. Odległość pomiędzy

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych zejściami (wejściami) do wykopu nie powinna przekraczać 20 m.

Jednym z podstawowych wymagań bezpieczeństwa i higieny pracy jest obowiązkowe zabezpieczenie ścian wykopu począwszy od 1 ni głębokości.

Zabezpieczenie ścian wykopu o głębokości powyżej 1 m (z wyjątkiem wykopu w skałach zwartych) zapewnia się przez:

- wykonanie wykopu ze ścianami (skarpami) pochyłonymi,

- wykonanie umocnienia pionowych ścian.

Wykop ze skarpami wykonuje się w celu zabezpieczenia ścian przed osuwaniem się gruntu, a ich pochylenie zależy od rodzaju gruntu, warunków atmosferycznych i czasu utrzymania wykopu. Bezpieczny kąt nachylenia skarpy dla gruntów średniospoistych wynosi ok. 45°, natomiast w gruntach piaszczystych nasypowych kąt ten powinien być nie większy niż kąt stoku naturalnego.

Ściany wykopów o ścianach pionowych są umacniane przez rozparcie lub podparcie. Rodzaj zastosowanego umocnienia zależy od wielkości wykopu, rodzaju gruntu i czasu utrzymania wykopu. Umocnienia ścian wykopu do głębokości 4 m wykonuje się jako typowe, pod warunkiem, że w bezpośrednim sąsiedztwie wykopu nie przewiduje się obciążeń spowodowanych przez budowle, środki transportu, składowany materiał, urobek itp.

Miejsca wykopów, nad którymi lub w pobliżu których odbywa się ruch pieszy lub kołowy, należy zabezpieczyć barierami i odpowiednimi tablicami ostrzegawczymi, a w nocy - sygnalizacją świetlną. Wykopy wykonywane na gazociągach czynnych pod ciśnieniem można prowadzić przy użyciu sprzętu mechanicznego pod nadzorem użytkownika gazociągu, pod warunkiem wykonania ręcznych odkrywek przed rozpoczęciem prac w celu dokładnej lokalizacji gazociągu. Wykopy na rozszczelnionym gazociągu można wykonywać przy użyciu sprzętu mechanicznego, pod warunkiem dokładnej lokalizacji gazociągu i ustaleniu zakresu prac przez nadzorującego. Prace w wykopach powinny być prowadzone na podstawie polecenia wykonania robót gazoniebezpiecznych. W przypadku prowadzenia robót ziemnych w bezpośrednim sąsiedztwie innych urządzeń podziemnych należy określić dokładną odległość pionową i poziomą, w jakiej te prace mogą być prowadzone.

3.4.2. Eksploatacja sieci gazowych i przyłączy

Poza podziałem gazociągów ze względu na ciśnienie robocze stosuje się podział ze względu na zastosowane materiały:

- gazociągi stalowe,
- gazociągi z tworzyw sztucznych.

Gazociągi z tworzyw sztucznych stosowane są praktycznie wyłącznie do budowy sieci gazowej niskiego i średniego ciśnienia (do 0,5 MPa). Stosuje się rury z polietylenu (PE) łączone przez zgrzewanie lub rzadko rury z poliamidu (PA) łączone przez klejenie.

Zagrożenia przy budowie i eksploatacji gazociągów z polietylenu są następujące:

- możliwość porażenia prądem w trakcie zgrzewania,
- możliwość poparzenia przy pracy z płytą grzewczą,
- ewentualność zapalenia lub wybuchu przy pracach na czynnych gazociągach z PE lub przy zabiegu zagazowania sieci,
- możliwość gromadzenia się na powierzchni rur w trakcie przepływu gazu ładunków elektrostatycznych.

Ładunki elektrostatyczne w rurach z PE mogą być generowane w różny sposób, np. przy rozładunku rur, przez czyszczenie rury przed jej zgrzewaniem, w trakcie przepływu strumienia gazu przez rurę lub też poprzez dotknięcie ręką czy też kontakt z ubraniem. Przy zwykłym dotknięciu ręką lub

poprzez ubranie powstać może napięcie do 9 kV. Usunięcie kurzu lub brudu z rury przed procesem zgrzewania generuje napięcie do 14 kV. Przepływ stałego strumienia czystego gazu może indukować ładunek o napięciu do 0,5 kV, a przy przepływie pulsującym - do 5 kV. Aby spowodować zapłon mieszanki palnej gaz-powietrze wystarczy ładunek o napięciu rzędu 2,7-³0 kV. Wielkość ładunków elektrostatycznych generowanych podczas przepływu gazu ziemnego w rurze polietylenowej zależy od:

- ilości cząstek stałych zawartych w strumieniu gazu (im większa koncentracja cząstek, tym więcej powstających ładunków),
- średnicy rury (im większa średnica, tym mniej ładunków),
- rodzaju cząstek stałych unoszonych przez strumień gazu (cząstki PE i piasku tworzą ładunki ujemne, żelaza - dodatnie),
- zmiany kierunku przepływu (największa ilość ładunków gromadzi się na armaturze, kolankach, łukach oraz w miejscach ściśnięcia rury),
- temperatury gazu (ze wzrostem temperatury wzrasta ilość powstających ładunków). Zahamować powstawanie ładunków elektrostatycznych można poprzez wzrost wilgotności lub nawilżanie. Zmagazynowane ładunki szybciej ulegają wtedy odprowadzeniu na skutek wzrostu przewodności powierzchni rury (przy wilgotności przekraczającej 75% prawdopodobieństwo zapłonu mieszanki gaz-powietrze jest bliskie zeru).

Jak już wspomniano, innym zagrożeniem jest proces łączenia rur z PE poprzez zgrzewanie.

Są trzy metody zgrzewania rur i kształtek z PE:

- zgrzewanie czołowe,
- zgrzewanie elektrooporowe,
- zgrzewanie polifuzyjne (mufowe).

Łączenie rur z PE może być wykonywane wyłącznie przez osoby, które ukończyły kurs specjalistyczny, obejmujący zagadnienia teoretyczne i praktyczne montażu rurociągów z polietylenu.

Do podstawowych warunków bezpieczeństwa, jakich należy przestrzegać przy łączeniu rur z PE, należą:

- przewód zasilający zgrzewarkę o napięciu 220 V powinien posiadać żyłę uziemiającą lub zerującą. Nie dopuszcza się podłączenia zgrzewarki do gniazda wtykowego nie- wyposażonego w przewód i bolec uziemiający (zerujący),
- przewody łączone zgrzewarką ze źródłem energii elektrycznej powinny być typu OW lub OP i odpowiadać wymogom norm dla tego typu przewodów,
- używany agregat prądowórczy powinien być starannie uziemiony i użytkowany zgodnie z fabryczną instrukcją obsługi,
- elektryczna płyta grzewcza wraz z termoregulatorem powinna być zerowana i starannie chroniona przed wilgocią. Zabrania się pozostawiania płyty bez obsługi, szczególnie gdy jest ona podłączona do źródła prądu,
- stanowisko zgrzewania nie powinno być zlokalizowane pod przewodami napowietrznej linii elektroenergetycznej oraz przy słupie linii wysokiego napięcia w odległości mniejszej niż 50 m,

- przy pracy ze zgrzewarkami rur z PE należy szczegółowo przestrzegać zasad bezpieczeństwa, zawartych w instrukcji obsługi urządzeń dostarczanych przez producentów.

3.4.3. Przyjęcie sieci gazowych do eksploatacji

Przyjęcie do eksploatacji sieci gazowej może nastąpić po:

- stwierdzeniu, że zostały spełnione wymogi określone w warunkach technicznych, dokumentacji branżowej i fabrycznej oraz Polskich Normach, jakim powinny odpowiadać sieci gazowe,
- przeprowadzeniu prób wytrzymałości i szczelności,
- sprawdzeniu działania urządzeń zabezpieczających, redukcyjnych i regulacyjnych, sterujących oraz aparatury kontrolno-pomiarowej,
- odpowietrzeniu i napełnieniu sieci gazem,
- przeprowadzeniu prób rozruchu i próbnej eksploatacji,
- wyznaczeniu osoby odpowiedzialnej za eksploatację.

Zasadniczą czynnością przed oddaniem sieci do eksploatacji jest przeprowadzenie próby wytrzymałości. Próbie wytrzymałości podlegają gazociągi stalowe, natomiast nie podlegają jej gazociągi polietylenowe. Czynnikiem roboczym jest nawiany gaz ziemny, powietrze, gaz obojętny lub woda.

Zgodnie z wymaganiami zawartymi w rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 26 kwietnia 2013 r. w sprawie warunków technicznych jakim powinny odpowiadać sieci gazowe i ich usytuowanie, gazociąg stalowy o maksymalnym ciśnieniu roboczym (MOP) powyżej 0,5 MPa, który będzie użytkowany przy naprężeniach obwodowych o wartości równej lub większej od 30% wartości dolnej granicy plastyczności R_{ls} materiału rur i armatury, należy poddać:

1) w pierwszej i drugiej klasie lokalizacji:

a) próbie wytrzymałości pneumatycznej lub hydrostatycznej - gazociąg o średnicy do DN 200 włącznie,

b) próbie wytrzymałości hydrostatycznej - gazociąg o średnicy większej od DN 200 - do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,5 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP);

2) w trzeciej klasie lokalizacji - próbie wytrzymałości hydrostatycznej lub pneumatycznej do ciśnienia nie niższego od iloczynu współczynnika 1,3 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP);

3) niezależnie od klasy lokalizacji - próbie szczelności hydrostatycznej lub pneumatycznej do ciśnienia równego iloczynowi współczynnika 1,1 i maksymalnego ciśnienia roboczego (MOP).

Gazociąg uznaje się za wytrzymały, jeżeli w trakcie badania wytrzymałości nie stwierdzi się nieszczelności, pęknięć lub odkształceń. W drugiej kolejności przeprowadza się próbę szczelności. Podlegają jej zarówno gazociągi stalowe, jak i polietylenowe. Tłoczenie czynnika roboczego (gazu ziemnego, powietrza lub gazu obojętnego) powinno odbywać się w sposób płynny do uzyskania:

- 0,5 MPa, dla ciśnienia roboczego nie większego niż 0,5 MPa,
- ciśnienia roboczego, dla gazociągów o ciśnieniu ponad 0,5 MPa.

Badanie szczelności odbywa się przez 24 godziny. Oględzin gazociągu dokonuje się po upływie 2 godzin od chwili osiągnięcia ciśnienia próbnego. Czas badania przyłączy domowych powinien wynosić co najmniej 1 godzinę.

Przy wykonywaniu prób wytrzymałości i szczelności należy przestrzegać następujących podstawowych zasad bezpieczeństwa:

- pracownicy wyznaczeni do prowadzenia prób powinni być zapoznani z odpowiednią metodą jej przeprowadzenia, powinni wcześniej przejść odpowiednie przeszkolenie w zakresie bhp oraz wykazać się świadectwem posiadania uprawnień energetycznych,
- trasa gazociągu powinna być wyraźnie oznakowana za pomocą tablic i znaków przestrzegających osoby postronne przed zbliżaniem się do gazociągu. Zarówno znaki, jak i tablice powinny być ustawione po obu stronach gazociągu, w odległości nie mniejszej niż 4 m,
- przeprowadzenie prób szczelności i wytrzymałości zleca Komisja po otrzymaniu pisemnego oświadczenia od wykonawcy i inspektora nadzoru, stwierdzającego zgodność wykonania gazociągu z dokumentacją techniczną, oraz potwierdzeniu stanu przygotowań gazociągu do prób, tzn. stwierdzeniu wcześniejszego badania wstępnego szczelności złączy i oczyszczenia gazociągu.

Przy odpowietrzaniu i napełnianiu gazociągu gazem ziemnym, ciśnienie gazu nie powinno przekraczać na wejściu do napełnianego gazociągu:

- ciśnienia roboczego MOP - dla sieci niskiego ciśnienia,
- 50 kPa - dla sieci średniego ciśnienia,
- 200 kPa - dla sieci podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia.

Proces napełniania należy uznać za zakończony, jeżeli zawartość metanu w mieszaninie wydobywającej się z kolumny upustowej będzie różniła się nie więcej niż 5% obj. w stosunku do zawartości metanu w gazie ziemnym, którym napełniana jest sieć lub też zawartość tlenu w wydmuchiwanym gazie, uzyskana z co najmniej 3 próbek, nie przekracza 2% obj.

Dopuszcza się napełnianie odcinka gazociągu metodą próżniową. Po napełnieniu obiektu sieci gazowej gazem ziemnym dokonuje się podniesienia ciśnienia do ciśnienia roboczego, przy czym przyrost ciśnienia na wejściu napełnianego obiektu nie powinien przekraczać:

- 50 kPa/min - dla sieci gazowej średniego ciśnienia,
- 200 kPa/min - dla sieci podwyższonego średniego i wysokiego ciśnienia.

3.4.4. Przeprowadzanie prac na stacjach gazowych

Budowa stacji gazowych

Stacja gazowa jest to zespół urządzeń lub obiekt budowlany wchodzący w skład sieci gazowej, spełniający co najmniej jedną z funkcji: redukcji, uzdatnienia, pomiarów lub rozdziału gazu ziemnego, z wyłączeniem zespołu gazowego na przyłączy. Przykładem stacji gazowej jest stacja redukcyjna, której zadaniem jest obniżenie i utrzymanie ciśnienia gazu na określonym poziomie dla strumienia objętości większego niż 60 m³/h, przy ciśnieniu wyjściowym nie większym niż 0,5 MPa i gdy ciśnienie wejściowe jest większe niż 0,5 MPa dla dowolnego strumienia objętości.

Punkty redukcyjne natomiast to reduktory wraz z wyposażeniem, służące do obniżania i utrzymywania ciśnienia gazu na określonym poziomie, przy strumieniu objętości równym 60 m³/h lub mniejszym i ciśnieniu wejściowym w zakresie od 5 kPa do 0,5 MPa włącznie.

Ciągi redukcyjne, urządzenia zabezpieczające oraz aparatura kontrolno-pomiarowa stacji redukcyjnej powinny być zainstalowane w obudowie w taki sposób, aby zapewnić pracownikom obsługi łatwy do nich dostęp. Stacje gazowe o ciśnieniu dolotowym wyższym od 0,5 MPa sytuuje się na powierzchni ziemi. Pozostałe stacje, mogą być umieszczone w ziemi, w wodoszczelnych i wentylowanych obudowach, a w przypadku istnienia systemu pozwalającego na eksploatację stacji z powierzchni terenu mogą być one umieszczone w obudowach ciśnieniowych. Obudowy stacji gazowych mogą stanowić oddzielne budynki, kontenery, obudowy zlokalizowane w ziemi i na dachach budynków. Naziemne stacje gazowe posiadają ogrodzenie wykonane z materiałów niepalnych, o wysokości co najmniej 1,8 m, usytuowane w odległości nie mniejszej niż 3 m od ściany stacji lub od urządzeń technologicznych stacji i 1,5 m od osi armatury zaporowej na przewodzie wejściowym i wyjściowym, przy czym nie bliżej niż odległość pozioma zasięgu strefy zagrożenia wybuchem. Stacje gazowe o ciśnieniu dolotowym nie większym niż 1,6 MPa oraz stacje podziemne nie wymagają ogrodzenia. Obudowę stacji gazowej wykonuje się z materiałów niepalnych. Dopuszcza się umieszczanie punktów redukcyjnych i stacji gazowych o strumieniu przepływającego gazu nieprzekraczającym 200 nrVh i o maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu do 1,6 MPa oraz stacje o natężeniu przepływu nie przekraczającym 300 m³/h przy maksymalnym ciśnieniu roboczym 0,5 MPa — przy ścianach budynków wykonanych z materiałów niepalnych lub w ich wnękach. Stacje gazowe o natężeniu przepływu gazu nieprzekraczającym 200 nrVh i o maksymalnym ciśnieniu roboczym na wejściu do 0,5 MPa mogą być zlokalizowane w kotłowniach umieszczonych w pomieszczeniach technicznych budynków lub w budynkach wolno stojących, przeznaczonych na kotłownię. Pomieszczenia te powinny spełniać wymagania określone w odrębnych przepisach i Polskich Normach.

Rurociągi stacji gazowej oraz przewody wejściowe i wyjściowe wykonuje się z rur stalowych. Armatura używana w stacjach powinna mieć konstrukcję umożliwiającą przenoszenie maksymalnych ciśnień pomiędzy gazociągami, a stacją gazową, oraz powinna charakteryzować się dużą wytrzymałością mechaniczną. Niezbędny jest jeszcze wymóg

zgodności armatury z odpowiednimi polskimi normami i przepisami. Połączenia spawane, znajdujące się wewnątrz stacji gazowych powinny być sprawdzane nieniszczącymi metodami. Przewody wejściowe i wyjściowe stacji gazowej wyposażone są w armaturę odcinającą i upustową umiejscowioną w taki sposób, aby w razie awarii mogła być ona łatwo uruchomiona. Ciśnienie nominalne urządzeń i aparatury stacji gazowej powinno być co najmniej równe ciśnieniu nominalnemu gazociągu zasilającego. W przypadku gdy maksymalne ciśnienie robocze na wejściu do stacji gazowej przekracza maksymalne ciśnienie przypadkowe na wyjściu, powinien być stosowany, działający automatycznie, ciśnieniowy system bezpieczeństwa, niedopuszczający do nadmiernego wzrostu ciśnienia wyjściowego i ciśnienia między stopniami redukcji. Stacje gazowe o przepustowości większej niż 300 m³/h i ciśnieniu dolotowym większym niż 0,5 MPa powinny być wyposażone w co najmniej dwa ciągi z redukcją automatyczną, każdy o przepustowości stacji, przy czym jeden z nich powinien być ciągiem rezerwowym. Wszystkie ciągi redukcyjne, zainstalowane na stacji, powinny być

wyposażone w tego samego rodzaju urządzenia zabezpieczające i redukcyjne. W pozostałych stacjach dopuszcza się wyposażenie tylko w jeden ciąg redukcyjny z redukcją automatyczną. Każdy tego typu ciąg powinien być zaopatrzony w zawór szybkozamykający i wydmuchowy zawór bezpieczeństwa, o przepustowości 2+5% całego ciągu redukcyjnego. Dopuszczalne jest stosowanie wydmuchowych zaworów upustowych jako zaworów bezpieczeństwa o przepustowości równej przepustowości ciągu redukcyjnego, pod warunkiem, że przepustowość ta nie będzie większa od 60 m³/h. Każdy ciąg redukcyjny wyposażony jest również w armaturę odcinającą do wyłączania ciągu z eksploatacji i armaturę kontrolno-pomiarową.

W stacjach redukcyjnych z wielostopniową redukcją ciśnienia, każdy stopień redukcji powinien być wyposażony w odrębny ciśnieniowy system bezpieczeństwa. Nie dotyczy to stacji, w których zastosowany jest drugi zawór szybko zamykający lub drugi reduktor monitor.

W stacji redukcyjnej nie jest wymagany ciśnieniowy system bezpieczeństwa, o ile maksymalne ciśnienie robocze na wejściu nie przekracza 10 kPa, oraz gdy nie przekracza maksymalnego ciśnienia przypadkowego na wyjściu. W celu zabezpieczenia przed nadmiernym wzrostem ciśnienia wyjściowego, każdy ciąg redukcyjny z automatyczną regulacją powinien być wyposażony w urządzenie regulujące ciśnienie oraz w szybko- zamykający zawór bezpieczeństwa. System kontroli ciśnienia powinien uniemożliwić przekroczenie maksymalnego ciśnienia przypadkowego, stanowiącego krotność maksymalnego ciśnienia roboczego. Maksymalne ciśnienie przypadkowe, jakie może wystąpić na wyjściu stacji redukcyjnej, powinno być mniejsze od ciśnienia wytrzymałości, jakiemu poddana jest sieć gazowa zasilana z tej stacji.

Armaturę zaporową i upustową na przewodach wejściowym i wyjściowym w stacjach gazowych powinno umieszczać się w taki sposób, aby w przypadku awarii mogła być łatwo uruchomiona. Zalecane odległości armatury od obudowy stacji są następujące:

- Dla stacji redukcyjnych o ciśnieniu wejściowym średnim:
 - 5 m dla stacji o strumieniu objętości gazu 3000 m³/h włącznie,
 - 8 m dla stacji o strumieniu objętości gazu powyżej 3000 m³/h.
- Dla stacji redukcyjnych o ciśnieniu wejściowym wysokim:

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

- 5 m dla stacji o strumieniu objętości gazu 1500 m³/h włącznie,
- 8 m dla stacji o strumieniu objętości gazu powyżej 1500 m³/h,
- 10 m dla stacji o strumieniu objętości gazu powyżej 9000 m³/h.

W przypadku niemożności zachowania ww. odległości należy zastosować ekrany termiczne. Aparatura zaporowa powinna być oznakowana tablicami informacyjnymi. W zależności od skuteczności przewietrzania stacji gazowych pomieszczenia technologiczne zalicza się do dwóch kategorii zagrożenia wybuchem: Z1 lub Z2. Budynki stacji gazowych powinny odpowiadać następującym wymaganiom:

- pomieszczenia zagrożone wybuchem powinny być oddzielone od innych pomieszczeń ścianami wykonanymi z materiałów niepalnych. Ściany powinny być gazoszczelne, bez otworów lub z otworami zabezpieczonymi przed możliwością przenikania gazu. Powinny wytrzymać parcie 15 kPa,

- podłoga w pomieszczeniach technologicznych powinna zostać wykonana z materiałów niepalnych, nieiskrzących i antyelektrostatycznych,
- izolacje cieplne i akustyczne oraz konstrukcja powinny być niepalne i posiadać aprobaty techniczne,
- drzwi do pomieszczeń technologicznych muszą otwierać się na zewnątrz, powinny być umieszczone na innej ścianie niż drzwi i okna pomieszczeń niezagrażonych. Nie dotyczy to sytuacji szczególnych, kiedy od wspomnianego wymogu lokalizacyjnego można odstąpić,
- dach stacji powinien zostać wykonany z materiałów lekkich o ciężarze pokrycia nieprzekraczającym 75 kg/m^2 . Dopuszczalne są dachy cięższe pod warunkiem zastosowania przeszkleń o minimalnej powierzchni $0,065 \text{ m}^2/\text{m}^3$ kubatury pomieszczenia, szklonych pojedynczo szkłem o grubości 3-4 mm,
- istnieje możliwość montażu okna w ścianie pomiędzy dyżurką dla obsługi a halą technologiczną, pod warunkiem że będzie ono z podwójnymi szybami oraz nie- otwierane i gazoszczelne,
- w przypadku gdy pomieszczenie technologiczne ma powierzchnię przekraczającą 100 nr, powinno posiadać dwoje drzwi dwuskrzydłowych, usytuowanych jak najdalej od siebie, najlepiej po przeciwległych stronach hali.

Instalacje i urządzenia elektryczne, w tym oświetleniowe, muszą być wykonane w wersji przeciwwybuchowej (Ex lub B) o konstrukcji dostosowanej do kategorii zagrożenia wybuchem. Linie elektryczne i transmisyjne powinny być chronione przed przepięciami elektrycznymi.

Stacja gazowa również powinna być wyposażona w:

- instrukcję bhp i ppoż. dla stacji,
- instrukcję technologiczną i ppoż. dla kotłowni zapewniającej stacji gazowej odpowiednią temperaturę,
- instrukcję technologiczną ze schematem umieszczonym w widocznym miejscu,
- tablice ostrzegawcze informujące o zagrożeniu wybuchem wraz z podaniem nazwy, adresu i telefonu użytkownika i pogotowia gazowego, wywieszzone na ogrodzeniu lub na elementach stacji w przypadku, gdy stacja nie jest ogrodzona,
- książkę kontroli stacji,
- sprzęt ppoż

W przypadku stacji z obsługą stałą należy ją wyposażyć dodatkowo w:

- wykrywacz gazu,
- środki łączności telefonicznej lub radiowej,
- tablicę z numerami telefonów alarmowych,
- podręczną apteczkę.

Niezbędny sprzęt ppoż. w budynkach stacji gazowych to:

- hala ciągów - gaśnica śniegowa 6 kg oraz koc gaśniczy,
- kotłownia - gaśnica śniegowa 6 kg,
- nawalnia - gaśnica śniegowa 6 kg,
- pomieszczenie telemetrii - gaśnica proszkowa lub halonowa 2 kg.

Oznakowanie na stacjach gazowych

Tablice ostrzegawcze - powinny być umieszczone z każdej strony w widocznych miejscach na ogrodzeniu stacji gazowej.

Tablice informacyjne - powinny być umieszczone na bramie wejściowej ogrodzenia stacji. Obiekty technologiczne, w których może wystąpić stężenie wybuchowe, należy w sposób widoczny oznakować znakami ostrzegawczymi i zakazu wykonanymi zgodnie z odpowiednimi Polskimi Normami.

Dopuszcza się umieszczenie oznakowania i informacji, na jednej tablicy informacyjnej. Znaki zakazu, ostrzegawcze, nakazu, ewakuacyjne i informacyjne powinny być stosowane jako znaki stałe.

Wewnętrzną ochronę należy realizować przez wyrównanie potencjałów wszystkich metalowych obiektów za pomocą sieci ochronnej obiektu, na którą składają się przewody: wyrównawcze, ochronne, uziomowe, itp., oznakowane kolorem żółto zielonym. Złącza kołnierzowe rurociągów i armatury, w których zastosowano uszczelki izolacyjne należy zbocznikować z wyjątkiem złącza kołnierzowego, które ma co najmniej dwie śruby (pomalowane na kolor czerwony) o łącznej powierzchni przekroju nie mniejszym niż 50 mm², zabezpieczone przed obluźwaniem za pomocą podkładki sprężystej lub koronkowej.

Urządzenia elektryczne w przestrzeni zagrożonej wybuchem w zależności od rodzaju strefy i kategorii zagrożenia wybuchem powinny być w wykonaniu przeciwwybuchowym i oznaczone cechą przeciwwybuchowości Ex.

Na zaworach, zasuwach i innych urządzeniach zaporowych, przez które przepływa gaz, zamontowanych w obiektach technologicznych sieci gazowej, należy zaznaczyć pozycję „otwarta” lub „zamknięta”. Z kolei przyrządy pomiarowe powinny posiadać zaznaczony poziom dopuszczalnych wartości mierzonych parametrów.

Na gazociągach na stacjach gazowych powinno się w sposób trwały i widoczny, oznaczyć kierunki przepływu gazu w postaci strzałek koloru czarnego. Na gazociągach tych należy również umieścić, trwale i widocznie, oznakowanie właściwych ciśnień w postaci pasków koloru czerwonego:

- gazociąg o ciśnieniu powyżej 1,6 MPa - cztery paski czerwone o szerokości 15 mm i odległości między nimi 20 mm,
 - gazociąg o ciśnieniu od 0,5 MPa do 1,6 MPa włącznie - na obwodzie trzy paski czerwone o szerokości 15 mm i odległości między nimi 20 mm,
- Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych
- gazociąg o ciśnieniu od 10 kPa do 0,5 MPa włącznie - na obwodzie dwa paski czerwone o szerokości 15 mm i odległości między nimi 20 mm,
 - gazociąg o ciśnieniu do 10 kPa - jeden pasek czerwony.

Dokumentacja techniczna i instrukcje

W pomieszczeniach technologicznych stacji gazowych należy umieścić w widocznym i dostępnym miejscu schematy instalacji technologicznych, na których wyraźnie będzie zaznaczone usytuowanie zaworów odcinających, przepływów gazu itp. Zewnętrzne i wewnętrzne urządzenia technologiczne powinny być oznaczone zgodnie ze schematami technologicznymi.

W miejscu ogólnie dostępnym na stacji gazowej powinny być umieszczone:

- instrukcje bezpiecznej eksploatacji urządzeń.
- instrukcje obsługi urządzeń technologicznych.

Należy pamiętać, że instrukcje dotyczące urządzeń technologicznych stacji gazowych powinny mieć wstawioną datę jej wprowadzenia do użytku służbowego. Treść instrukcji należy weryfikować raz do roku lub w sytuacji jakichkolwiek zmian prawnych w tym zakresie lub też zmian technologicznych na terenie stacji.

Instrukcje powinny w sposób zrozumiały wskazywać czynności, które należy wykonać przed rozpoczęciem pracy oraz po jej zakończeniu. Powinny określać zasady i sposoby bezpiecznego wykonywania pracy, a także zasady postępowania w sytuacjach awaryjnych stwarzających zagrożenia dla życia lub zdrowia pracowników. W instrukcjach dotyczących prac związanych ze stosowaniem niebezpiecznych substancji chemicznych i ich mieszanin powinny być uwzględnione informacje zawarte w kartach charakterystyki tych substancji i mieszanin.

Eksploatacja stacji gazowych

Wszystkie prace wykonywane w obrębie czynnych stacji gazowych związane z prowadzeniem konserwacji, przeglądów, remontów i likwidacji awarii powinny być wykonywane przez osoby z odpowiednimi kwalifikacjami oraz, w zależności od zakresu prac

- przy odpowiednim dozorcze. Dozór powinien być sprawowany przez pracownika na stanowisku mistrza służb sieciowych, względnie przez osobę uprawnioną do kierowania pracami gazoniebezpiecznymi.

Przed przystąpieniem do prowadzenia prac na stacjach gazowych, zwłaszcza prac gazoniebezpiecznych, należy wykonać następujące czynności:

- całkowicie odciąć dopływ gazu poprzez zamknięcie armatury zaporowej na ciągach technologicznych,
- dokładnie usunąć gaz z ciągów technologicznych wraz z armaturą i przewodami impulsowymi,
- dokładnie przewietrzyć pomieszczenia stacji, pozostawiając otwarte drzwi i okna na okres trwania prac,
- w przypadku wyposażenia stacji w wentylację mechaniczną należy uruchomić ją na okres prac,
- przed przystąpieniem do prac należy sprawdzić stężenie gazu w pomieszczeniach stacji i zastosować odpowiednie środki zapobiegające zagrożeniom,
 - przedmuchać gazem obojętnym ciągi, na których mają być przeprowadzone prace spawalnicze.

W trakcie prowadzenia prac gazoniebezpiecznych na stacjach gazowych należy przestrzegać następujących zasad:

- nie wolno prowadzić prac gazoniebezpiecznych, gdy stężenie gazu w pomieszczeniach stacji przekracza 10% dolnej granicy wybuchowości,
- zabronione jest wypuszczanie nadmiaru gazu do wnętrza pomieszczeń stacji gazowej, otwarte w wyniku demontażu odcinki gazociągu lub urządzeń ciągów technologicznych należy zaślepić,

- w trakcie prac spawalniczych w pomieszczeniach stacji gazowych, niezależnie od odcięcia dopływu gazu przez zamknięcie armatury zaporowej, zakłada się zaślepki na przewodach wlotowych i wylotowych,
- nie należy wykonywać prac gazoniebezpiecznych połączonych z pracami spawalniczymi w pomieszczeniach stacji gazowych czynnych lub też gdy tylko część urządzeń została wyłączona (do wykonania tych prac odpowiednie ciągi lub elementy stacji gazowych demontuje się, a prace spawalnicze wykonuje się na zewnątrz budynku stacji gazowej),
- w stacjach gazowych nie wykonuje się prac spawalniczych na dwóch lub więcej stanowiskach jednocześnie,
- w uzasadnionych przypadkach dozwolone jest prowadzenie prac spawalniczych w pomieszczeniu czynnej stacji gazowej, lecz jedynie na polecenie kierownika zakładu. Prace gazoniebezpieczne są w takim przypadku prowadzone pod nadzorem zastępcy kierownika ds. technicznych lub kierownika działu sieci zgodnie z harmonogramem prac oraz przy podjęciu szczególnych środków ostrożności i wykonaniu odpowiednich zabezpieczeń technicznych,
- wszystkie prace gazoniebezpieczne wykonywane w pomieszczeniach stacji gazowych muszą być prowadzone przy okresowym lub ciągłym (na podstawie decyzji kierującego pracami) pomiarze stężenia gazu.

Nadzorujący prace na terenie stacji gazowej powinien:

- zapoznać pracowników na miejscu z zakresem pracy, kolejnością wykonywania poszczególnych czynności, możliwymi zagrożeniami i sposobami ich unikania oraz wyznaczyć pracowników na poszczególne stanowiska,
- bezpośrednio nadzorować wykonywane prace przez cały okres prowadzonych prac,
- kontrolować bieżące stężenie gazu w miejscu pracy.

Po napełnieniu urządzeń stacji gazem i uzyskaniu maksymalnego ciśnienia roboczego należy sprawdzić za pomocą środków pianotwórczych szczelność nowych połączeń spawanych oraz tych połączeń rozłącznych, które w trakcie prac mogły ulec rozszczelnieniu. Zakończenie prac na stacji gazowej oraz odpowietrzenie, napełnienie gazem instalacji należy zgłosić kierownictwu służb sieciowych. Nastawy ciśnień na zaworach szybkozamykających i zaworach bezpieczeństwa wykonuje się przed zagazowaniem stacji gazowej, przy pomocy butli ze sprężonym powietrzem lub azotem, a w przypadku stacji zagazowanej - butli ze sprężonym azotem. W przypadku stacji gazowych z automatycznym włączeniem ciągu redukcyjnego rezerwowego, po zamknięciu przepływu na ciągu głównym przez zawór szybkozamykający, nastawia się na ciąg rezerwowym:

- reduktor na odpowiednio niższe ciśnienie zredukowane niż reduktor ciągu głównego (przynajmniej o jedną klasę dokładności działania reduktora),
- zawór szybkozamykający na wyższe ciśnienie maksymalne i niższe ciśnienie minimalne niż na zaworze zamykającym ciągu głównego (uwzględniając ich tolerancje działania).

W tym przypadku dopuszczalne jest nastawienie wydmuchowych zaworów bezpieczeństwa na jednakowe ciśnienie otwarcia dla ciągu redukcyjnego głównego i redukcyjnego. Podczas rozruchu w warunkach maksymalnych ciśnień roboczych dla poszczególnych stopni redukcyjnych bada się szczelność połączeń urządzeń i armatury przy użyciu środka pianotwórczego.

Przystępując do prac gazoniebezpiecznych, związanych z robotami spawalniczymi w pomieszczeniach stacji gazowej, należy:

- opracować harmonogram prac gazoniebezpiecznych,
- wyłączyć stację gazową z eksploatacji,
- założyć zaślepki na przewodach wejściowych i wyjściowych,
- zaślepić otwarte w wyniku demontażu ciągi technologiczne,
- przedmuchać gazem obojętnym ciągi, na których prowadzone będą prace,
- sprawdzić (wykonując pomiar) stężenie gazu w pomieszczeniu,
- podjąć szczególne środki ostrożności,
- przestrzegać, by wszystkie czynności kierowane były przez osoby zatrudnione na stanowisku kierowników.

Stan techniczny stacji gazowych oraz ich zdolność do dalszej pracy w danych warunkach eksploatacji oceniane są na podstawie przeprowadzonych:

- oględzin urządzeń stacji gazowych,
- prób działania i regulacji urządzeń stacji,
- przeglądów stacji gazowych.

Prace gazoniebezpieczne w nawianialniach

W celu bezpiecznej eksploatacji sieci gazowej gaz ziemny jako bezwonny należy odpowiednio spreparować, aby móc przy pomocy węchu wykryć jego obecność. Jako nawa- niacza stosuje się tetrahydrotiofen (THT) w ilości 8-16 mg/m³. Dla sprawdzenia szczelności sieci przewania się gaz przy pomocy zwiększonej dawki THT z częstotliwością 2-3 razy w roku. Stosowany THT jest gazem toksycznym i palnym. Oględziny urządzeń nawianialni przeprowadza się nie rzadziej niż raz na tydzień. Oględziny polegają na kontroli wizualnej:

- poziomu płynu THT w zbiornikach,
- średniego poziomu nawonienia gazu wynikającego z ilości oddanego gazu do sieci i zużycia THT.

Wszystkie przeglądy, konserwacje i remonty nawianialni mogą prowadzić jedynie pracownicy posiadający odpowiednio wysokie kwalifikacje.

W przypadku stwierdzenia wycieków THT należy powiadomić pracownika dozoru, który podejmuje działania w celu usunięcia nieszczelności. Prace te traktowane są jako gazoniebezpieczne. Podczas wykonywania tych prac należy:

- wyłączyć przepływ gazu przez nawianialnię,
- wyrównać ciśnienie panujące w zbiornikach nawianialni z ciśnieniem atmosferycznym poprzez wypuszczenie gazu do atmosfery przez filtr wypełniony węglem aktywnym,
- po zakończeniu prac należy zneutralizować wszystkie wycieki płynu THT. Wyniki oględzin nawianialni należy wpisać do książki stacji gazowej, względnie książki nawianialni, o ile znajduje się ona na sieci gazowej poza stacją gazową.

Prace gazoniebezpieczne w tłoczni gazu

Aby wykonać prace gazoniebezpieczne w tłoczni gazu należy wykonać przedtem następujące czynności:

- wyłączyć tłocznnię z ruchu na czas trwania prac gazoniebezpiecznych,
- sporządzić harmonogram prac gazoniebezpiecznych, obejmujący wszystkie planowane prace prowadzone w tłoczni gazu,
- przygotować harmonogram wszystkich prac gazoniebezpiecznych w tłoczni gazu połączonych z pracami spawalniczymi,
- sprawdzić stężenie gazu w hali tłoczni, jeżeli przekroczy ono 10% dolnej granicy wybuchowości, nie wolno prowadzić prac gazoniebezpiecznych.

Dopuszcza się prowadzenie wszystkich prac gazoniebezpiecznych w trakcie eksploatacji tłoczni, z wyjątkiem prac spawalniczych.

W przypadku prac eksploatacyjnych, powtarzalnych, określonych w instrukcjach eksploatacyjnych i obsługi urządzeń tłoczni (traktowanych jako polecenia długoterminowe) i wykonywanych przez pracowników wyznaczonych na stałe do tych prac, dopuszczalne jest prowadzenie prac gazoniebezpiecznych bez pisemnego polecenia i harmonogramu. Przed przystąpieniem do prac gazoniebezpiecznych, połączonych z pracami spawalniczymi na instalacjach orurowania gazowych sprężarek tłoczni gazu, należy:

- wyłączyć tłocznnię z ruchu,
- całkowicie odciąć dopływ gazu poprzez zamknięcie armatury zaporowej,
- opróżnić i przedmuchać gazem obojętnym wyłączone i odgazowane orurowanie sprężarki, na którym będą wykonywane prace spawalnicze,
- przewietrzyć halę tłoczni, pozostawiając otwarte drzwi na okres trwania prac,
- uruchomić wentylację mechaniczną (sztuczną) na czas trwania prac,
- sprawdzać, zarówno przed przystąpieniem do prac, jak i w trakcie ich prowadzenia, stężenie gazu w hali tłoczni przy użyciu wykrywacza lub analizatora gazu,
- podejmować i stosować szczególne środki ostrożności, wykorzystując w istniejących układach możliwość zastosowania bezciśnieniowych odcinków zaporowych między armaturą odcinającą przed miejscem prac spawalniczych z jednej strony a armaturą odcinającą na wlocie i wylocie z tłoczni z drugiej strony.

Przystępując do prac gazoniebezpiecznych, połączonych z pracami spawalniczymi w hali tłoczni, należy:

- wyłączyć tłocznnię z ruchu,
- przez zamknięcie armatury zaporowej całkowicie odciąć dopływ i odpływ gazu w ciągach technologicznych oraz przewodach wlotowych i wylotowych,
- obniżyć do minimalnego ciśnienie gazu w układach gazowych sprężarek,

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

- na okres trwania prac dokładnie przewietrzyć halę tłoczni, pozostawiając otwarte drzwi,
- uruchomić wentylację mechaniczną (sztuczną) na czas trwania prac,

- sprawdzać, zarówno przed przystąpieniem do prac, jak i w trakcie ich prowadzenia, stężenie gazu w hali tłoczni przy użyciu wykrywacza lub analizatora gazu.

Wszystkie prace gazoniebezpieczne prowadzone w tłoczni gazu muszą być nadzorowane przez kierownika tłoczni lub mistrza upoważnionego przez kierownika zakładu.

3.5. Podłączanie nowo wykonanych gazociągów oraz przyłączy domowych.

Podłączanie gazociągów wysokiego oraz średniego ciśnienia o średnicy ponad 80 mm do czynnej sieci gazowej należy wykonywać na podstawie instrukcji roboczej określającej przebieg prac. Instrukcja ta powinna zostać zatwierdzona przez naczelnego inżyniera lub też upoważnioną przez niego osobę. W przypadku podłączania gazociągów niskiego i średniego ciśnienia o średnicy do 80 mm odbywa się ono na tej samej zasadzie, przy czym zgodnie z instrukcją należy sporządzić:

- skład brygady oraz nazwisko brygadzysty odpowiedzialnego za wykonanie podłączenia,
- wykaz niezbędnych narzędzi, jakimi powinna dysponować brygada,
- wykaz sprzętu ochrony osobistej.

Kierownik odpowiedzialny za prace podłączeniowe powinien uzgodnić z dysponentem ewentualne przerwy lub ograniczenia w dostawie gazu, spowodowane pracami podłączeniowymi, oraz ustalić zasady wzajemnego porozumiewania się.

Spawanie jakichkolwiek elementów na gazociągu stalowym, znajdującym się pod ciśnieniem, dopuszczalne jest wyłącznie w następujących przypadkach:

- spawanie gazowe wykonuje się, gdy ciśnienie w gazociągu nie przekracza 3 kPa,
- spawanie elektryczne wykonuje się, gdy ciśnienie w gazociągu nie przekracza 0,5 MPa,
- dla gazociągów o ciśnieniu przekraczającym 0,5 MPa jest dopuszczalne tylko spawanie elektryczne przy pomocy specjalnych elektrod, według procedur zawartych w specjalnej instrukcji spawania.

W przypadku konieczności wyłączenia przepływu gazu w gazociągu niskiego ciśnienia w celu wykonania prac przyłączeniowych należy dokonać tego w następujący sposób:

- zamknąć po jednej zasuwie lub kurku z każdej strony miejsca prac,
- zastosować po dwa balony zamykające od każdej strony miejsca prac. Balony zamykające powinny być umieszczone w odległości:
 - nie mniejszej niż 10 m od miejsca wykonywania prac, przy których wykonywane są prace spawalnicze,
 - nie mniejszej niż 5 m od miejsca wykonywania prac, przy których nie wykonywane są prace spawalnicze.

Gazociągi średniego i wysokiego ciśnienia są wyłączane z eksploatacji poprzez zamknięcie po jednej zasuwie lub kurku z każdej strony miejsca prac, a w przypadku nieszczelności zasuwy przez:

- zamknięcie dodatkowej zasuwy,
- dodatkowe założenie balonu zamykającego,
- założenie zaślepki międzykołnierzowej.

Niezbędne jest odprowadzenie gazu do atmosfery z odcinka między zasuwą lub kurkiem a balonem.

3.6. Przyłącza gazowe

Elementem składowym sieci rozdzielczej łączącym gazociąg z odbiorcą jest przyłącze gazowe. Początkiem przyłącza gazowego jest miejsce połączenia z gazociągiem zasilającym, natomiast jego zakończeniem jest kurek główny.

W trakcie wykonywania przyłącza do budynku należy przestrzegać szeregu podstawowych zasad:

- przyłącze gazowe powinno być ułożone ze spadkiem w kierunku gazociągu,
- w przypadku krótkich, kilkumetrowych przyłączy należy przewidzieć możliwości kompensacji naprężeń występujących pomiędzy gazociągiem a ścianą budynku,
- w razie wystąpienia skrzyżowań z innymi urządzeniami podziemnymi należy zachować odległości zgodne z przepisami jak dla sieci rozdzielczych, a w razie konieczności należy zamontować na przyłączy rurę ochronną lub osłonową,
- przy równoległym układaniu przyłącza gazowego z innym ciągiem podziemnym należy zachować odległość zgodną z przepisami jak dla sieci rozdzielczych,
- przyłącza wykonane z rur stalowych powinny być zabezpieczone antykorozyjnie, zgodnie z obowiązującymi przepisami.

W sieciach rozdzielczych wykonanych z rur polietylenowych niedopuszczalne jest wprowadzanie przewodu gazowego z tego materiału na ścianę budynku, a tym bardziej wprowadzanie jej do wnętrza. Przyłącze domowe z polietylenu należy w końcowym odcinku zastąpić przewodem stalowym.

Wymagane jest zamontowanie podłączenia polietylen-stal w odległości około 1,5 m przed budynkiem. Na przyłącze domowe z polietylenu należy stosować rury PE szeregu SDR 11. Końcowy odcinek przyłącza wykonuje się z rury stalowej bez szwu o grubości ścianki nie mniejszej niż 2,6 mm. Odcinek stalowy przyłącza wraz z podłączeniem polietylen-stal należy izolować antykorozyjnie taśmą polietylenową.

3.7. Wymagania kwalifikacyjne pracowników

Przedstawiciel kierownictwa, jak i pracownik dozoru upoważniony do zatwierdzania poleceń i harmonogramów prac gazoniebezpiecznych powinni spełniać wymagania kwalifikacyjne dla osób zajmujących się eksploatacją sieci gazowej. W każdym zakładzie gazowniczym powinien znajdować się aktualny wykaz osób upoważnionych przez dyrektora zakładu do wydawania poleceń na wykonanie prac gazoniebezpiecznych oraz zatwierdzania harmonogramów prac gazoniebezpiecznych.

Wszystkie prace gazoniebezpieczne muszą być prowadzone i nadzorowane wyłącznie przez pracowników:

- kierujących eksploatacją sieci gazowej,

- na stanowiskach co najmniej mistrza służb sieciowych, posiadających minimum 3-letnią praktykę w eksploatacji sieci gazowej i mających dodatkowe kwalifikacje w zakresie dozoru urządzeń energetycznych.

W pracach związanych z wykonywaniem przyłączy o średnicy nominalnej nieprzekraczającej 50 mm do czynnych gazociągów o ciśnieniu nominalnym nie większym niż 0,5 MPa dopuszczalne jest prowadzenie prac gazoniebezpiecznych również przez osoby posiadające uprawnienia typu (E) w zakresie eksploatacji urządzeń energetycznych. Za wyznaczenie właściwej osoby prowadzącej prace gazoniebezpieczne (w zależności od charakteru i stopnia trudności) odpowiedzialny jest poleceniodawca. Kierowanie pracami gazoniebezpiecznymi o znacznym stopniu trudności i zagrożenia powinno być prowadzone bezpośrednio przez osobę zatrudnioną na stanowisku kierownika, posiadającą wymagane kwalifikacje.

Pracownicy zatrudnieni przy pracach gazoniebezpiecznych powinni posiadać:

- kwalifikacje określone w odpowiednim rozporządzeniu (w sprawie dodatkowych wymagań kwalifikacyjnych dla osób zajmujących się eksploatacją urządzeń i instalacji energetycznych - obecnie rozporządzenie MGPIPS z dnia 28.04.2003 r. (Dz. U. Nr 89, poz. 828, z późn. zm.),
- kwalifikacje zawodowe wynikające z taryfikatora (w przypadku spawaczy konieczne są dodatkowe uprawnienia).

W pracach pomocniczych, związanych z pracami gazoniebezpiecznymi, wykonywanych jednak w miejscach, gdzie prawdopodobieństwo zagrożenia wybuchowego lub pożarowego jest minimalne, mogą być zatrudnieni pracownicy nieposiadający uprawnień typu (E). Muszą oni jednak odbyć przeszkolenie w zakresie bhp i ppoż. oraz pracować pod nadzorem osoby posiadającej te uprawnienia. Zabrania się dopuszczania do prac osób, które:

- nie zostały przeszkolone pod względem bhp,
- nie posiadają wymaganych kwalifikacji zawodowych,
- nie wykazują dostatecznej znajomości zasad i przepisów bhp, wymaganych na danym stanowisku pracy,
- nie posiadają wymaganych środków ochrony osobistej.

3.8. Usuwanie awarii sieci gazowej

Do najważniejszych przyczyn powstawania nieszczelności w sieciach rozdzielczych należą:

- ✓ czynniki konstrukcyjno-materiałowe,
- ✓ technologia ułożenia gazociągu wraz z armaturą,
- ✓ rodzaj przesyłanego paliwa gazowego,
- ✓ warunki atmosferyczne,
- ✓ warunki eksploatacji sieci gazowej.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

Tab. 3.1. Przyczyny powstawania nieszczelności sieci gazowej

Przyczyna	Miejsca słabe, niekorzystne warunki	Czynniki obciążające	Rodzaj lub przyczyna uszkodzenia
Rodzaj materiału, jakość wykonania, właściwości mechaniczne materiałów	Niewytrzymałe na zginanie, nieodporne na korozję	Obciążenia dróg o dużym natężeniu mchu, przejścia przez tereny górnicze, wpływ bliskości linii tramwajowych lub kolejowych	Przełom zmęczeniowy, przełom statyczny
Złącza rur, elementy usztywniające	Niejednorodne, niezamknięte siłowo, wykonanie warunkowo zamknięte siłowo, nieelastyczne, warunkowo elastyczne, uszczelnienia nieodporne na gaz, warunkowo odporne, wadliwe	Brak osiowego ustawienia łączonych elementów, brak prostopadłości lub ukosowania końców rur, uszczelki nieodporne na gaz, słabe lub nierównomierne dociągnięcie nakrętek	Rozluźnienie, odkształcenie plastyczne, przełom zmęczeniowy, przełom statyczny, rozluźnienie lub odkształcenie złącza, odkształcenie, pęcznienie lub odkształcenie plastyczne
Układanie rur i armatury, lokalizacja	Brak nadzoru budowlanego, niedostateczny nadzór budowlany, ukształtowanie terenu, jakość powierzchni jezdni, lokalizacja uzbrojenia podziemnego	Obciążenie mchowe - ruch samochodowy i szynowy, zapadiska górnicze	Przeciążenie materiałowe, nieszczelne złącze, przełom zmęczeniowy, przełom statyczny, plastyczne odkształcenie elementów uszczelniających
Rodzaj gruntu, rodzaj gazu	Silnie lub słabo agresywna gleba, potencjał gruntu, właściwości fizykochemiczne paliwa gazowego	Przepuszczalność gleby, wilgotność gazu i jego agresywność w stosunku do materiału rur i uszczelnień	Korozja, korozja naprężeniowa, plastyczne odkształcenie elementów uszczelniających

Wydobywający się gaz z usytuowanego pod ziemią nieszczelnego gazociągu lub armatury po przedostaniu się do gleby może migrować nawet na bardzo duże odległości. Przepływ gazu następuje we wszystkich kierunkach i zależy m.in. od takich czynników, jak: przepuszczalność gruntu, ciśnienie i temperatura gazu, ochrona antykorozyjna rury, warunki atmosferyczne, ukształtowanie terenu, lokalizacja budowli podziemnych, poziom wód gruntowych itp.

Przepływ gazu w gruncie odbywa się drogą najmniejszych oporów. Gaz może migrować wzdłuż gazociągów, gruntem ostatnio przekopanym lub kanałami technicznymi przebiegającymi w sąsiedztwie gazociągów. Gęstość utwardzonej nawierzchni (asfalt, beton, zmarzlina w czasie mrozów itp.) w sposób decydujący wpływa na koncentrację gazu i jego migrację. Rejestrowano stężenie gazu w odległości przekraczającej 150 m od miejsca ulatniania z gazociągu niskiego ciśnienia.

Kanały kablowe, studzienki, sieci wodociągowe i ciepłownicze mogą działać jak system przesyłowy ulatniającego się gazu, stanowiąc duże zagrożenia.

Duże znaczenie odgrywa także zawartość wilgoci w glebie. W czasie opadów wzrasta średnia oporność gruntu, utrudniając dyfuzję gazu w kierunku powierzchni. Naturalne przeszkody i ukształtowanie terenu mają istotny wpływ na rozprzestrzenianie się gazu w gruncie.

W aglomeracjach miejskich nie można dopuszczać do tworzenia się dużych powierzchni nieprzepuszczalnych, a gdyby było to niemożliwe, należy zapewnić możliwie jak najintensywniejszą wentylację w odległości możliwie najmniejszej od gazociągu poprzez budowę np. kanałów wentylacyjnych. Wykrywanie nieszczelności w sieciach gazowych prowadzi się metodycznie wg ustalonych rejonów kontroli z częstotliwością zależną od warunków lokalnych i technicznych sieci.

3.9. Stan sieci gazowej.

Stan sieci gazowej zależy od prawidłowej obsługi eksploatacyjnej, technicznej i konserwacyjno-remontowej. Do obsługi eksploatacyjnej zalicza się:

- czynności wynikające z przebiegu gazociągów względem uzbrojenia podziemnego,
- kontrolę wielkości ciśnień i rozplywu gazu,
- kontrolę ochrony biernej i czynnej sieci,
- właściwe oznakowanie gazociągu i połączeń,
- kontrolę szczelności gazociągu.

Na obsługę techniczną sieci składają się:

- kontrola szczelności sieci gazowej,
- kontrola funkcjonowania sieci gazowej,
- naprawy i remonty sieci,
- pogotowie gazowe.

Do obsługi konserwacyjno-remontowej zalicza się:

- prace włączeniowe i odłączeniowe gazociągu z sieci,
- usuwanie uszkodzeń gazociągów,
- naprawę ochrony czynnej gazociągów,
- wymianę odcinków gazociągów oraz naprawę lub wymianę armatury.

Kontrola stanu sieci gazowej powinna odbywać się na podstawie:

- wyników oględzin, przeglądów, prób i pomiarów,
- zapisów ruchowych,
- liczby, rodzajów i przyczyn zakłóceń i awarii,
- oceny wielkości strat gazu.

W celu dokonania szczegółowej kontroli stanu technicznego gazociągów należy przeprowadzić:

- oględziny (obchody) sieci,
- pomiary rozkładu ciśnień w określonych punktach gazociągu,
- dywanową kontrolę szczelności sieci gazowej.

Oględziny (obchody) gazociągów przeprowadza się z częstotliwością zależną od zakwalifikowania ich do I, II lub III kategorii:

- gazociągi zaliczane do kat. I - nie rzadziej niż raz na dobę,
- gazociągi zaliczane do kat. II - nie rzadziej niż raz na miesiąc,
- gazociągi zaliczane do kat. III - nie rzadziej niż raz na kwartał.

Podział gazociągów na kategorie związany jest z zagrożeniem gazowym. Do kategorii I zalicza się gazociągi, na których stwierdzono wypływ gazu w stopniu umożliwiającym przenikanie do budynków i obiektów, stwarzając warunki mogące doprowadzić do wybuchu gazu oraz gazociągi przebiegające przez zabudowane obszary górnicze. Do kategorii II zalicza się gazociągi przebiegające przez niezabudowane obszary górnicze, mosty, wiadukty, jak również gazociągi przebiegające wzdłuż ulic o zwartej zabudowie lub usytuowanych wzdłuż torowisk tramwajowych. W kategorii tej mieszczą się również odcinki gazociągów, na których ulatnia się gaz w warunkach innych niż określone przy kategorii I. Do kategorii III zalicza się wszystkie pozostałe gazociągi niezaliczone do kategorii I i II.

Częstotliwość oraz dokładność kontroli sieci w tzw. OOS (obwód obchodu sieci) może być również wyznaczana indywidualnie przez kierownictwo Rozdzielni lub równorzędnych jednostek organizacyjnych w zależności od ilości występujących urządzeń gazowych, gęstości uzbrojenia podziemnego, rodzaju zabudowy, specyfiki przebiegu tras gazociągów w określonym rejonie.

3.10. Kontrola sieci gazowej

Zakres prac wykonywanych przy kontroli sieci obejmuje:

- sprawdzenie obecności gazu w uzbrojeniu podziemnym,
- sprawdzenie obecności gazu w piwnicach,
- pomiar obecności gazu w gruncie,
- oględziny zewnętrzne OOS.

Oględziny zewnętrzne OOS polegają na obserwacji i ocenie:

- stanu oznakowania gazociągu i jego armatury w terenie,
- stanu strefy ochronnej w pasie 5 m obustronnie od osi gazociągu w przypadku prowadzenia w jej obrębie robót budowlanych lub montażowych,
- przekroczenia gazociągu przez przeszkody terenowe (rowy, zamocowania napowietrzne, stan izolacji itp.),
- zmiany powierzchni gruntu lub roślinności na trasie gazociągu lub w jego sąsiedztwie,

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

- ✓ miejsca prac wykonywanych przez obce firmy w pobliżu sieci gazowej.

Dokumentacja kontroli stanu sieci gazowej powinna zawierać:

- mapę zasadniczą przebiegu sieci rozdzielczej 1:5000 z podanymi OOS,
- szkic sytuacyjny OOS w skali 1:500 z naniesionymi punktami, gdzie odległości budynków i uzbrojenia podziemnego od gazociągów są mniejsze niż przewidują przepisy, a w przypadku

terenów górniczych podane są dodatkowo izolacje osiadań gruntu. OOS wykreślony jest tak, aby zamykał się całą długością ulicy bez dzielenia jej na inne terminy kontroli i OOS. Przebieg sieci gazowej i zainstalowanej armatury zaznaczany powinien być czytelnie,

- protokół ewentualnego zakwalifikowania gazociągu do I kategorii zagrożenia gazowego. Pomiary rozkładu ciśnień w określonych (charakterystycznych) punktach gazociągu są jednym z elementów kontroli stanu technicznego gazociągów. Pokazują rozkład ciśnień w sieci, ułatwiając planowanie rozbudowy i przebudowy sieci rozdzielczej gazu. Kontrolę dywanową szczelności sieci prowadzi się przy użyciu przyrządów o ciągłym pomiarze zawartości metanu w atmosferze.

Dzięki ciągłości pomiaru dokonuje się kontroli całego odcinka gazociągu, a nie tylko jego wybranych punktów, jak to ma miejsce przy prowadzeniu kontroli tradycyjnej. Urządzenia te posiadają próg czułości rzędu 1 ppm, co gwarantuje wysoką dokładność pomiarów. Urządzenia kontroli dywanowej mogą być przenośne albo zainstalowane na pojazdach mechanicznych (samochodowe). Te ostatnie mogą poruszać się jedynie po drogach, jednak umożliwiają szybszą kontrolę dużych fragmentów sieci dystrybucyjnej oraz bieżącą analizę stężenia i przebytej drogi. Kolejnym elementem kontroli stanu technicznego sieci jest dokładne sprawdzenie miejsc, w których zarejestrowano obecność gazu. Sprawdzenie to ma na celu określenie pochodzenia gazu i dokładną lokalizację miejsca nieszczelności. Lokalizację tę przeprowadza się przy pomocy tzw. szpilowania gruntu, polegającego na wykonaniu szeregu otworów kontrolnych w gruncie i pomiarze stężenia gazu w tych miejscach przy użyciu przyrządów o zakresie pomiarowym 0,1-e-100% metanu (np. metanomierz).

Dokładna analiza stężenia gazu w poszczególnych otworach pozwala na określenie miejsca nieszczelności. Ekipa realizująca to zadanie powinna być wyposażona w szpilkę dielektryczną, wiertarkę do wiercenia otworów w asfalcie, betonie lub w utwardzonym podłożu, agregat prądotwórczy, urządzenie odsysające gaz z gruntu w zestawie sprężarki lub odkurzacza (typu Ex), przyrządy pomiarowe i zestaw sond. W celu łatwiejszej lokalizacji wycieków gazu z elementów uzbrojenia gazociągu należy szczególnie często badać miejsca oznaczone specjalnymi tablicami.

3.11. Metody rehabilitacji technicznej gazociągów

Długotrwała eksploatacja sieci gazowych powoduje pogorszenie się jej stanu technicznego, co powoduje zwiększenie liczby awarii sieci oraz wzrost strat gazu. Najprostszą i od niedawna najczęściej stosowaną metodą renowacji była wymiana starych gazociągów na nowe. Obecnie z uwagi na wzrost kosztów wykonywania wykopów i ich likwidacji oraz ze względu na potrzebę ograniczenia wielkości przerw w ruchu ulicznym zwraca się coraz większą uwagę na konieczność wprowadzenia nowych, ekonomicznie uzasadnionych technik rekonstrukcji sieci gazowych. Techniki te eliminują większość prac ziemnych w postaci otwartych wykopów na całej trasie gazociągów, ograniczają przerwy w dostawie gazu do minimum, a także umożliwiają zmianę niektórych parametrów technicznych, np. przepustowości lub ciśnienia.

Rekonstrukcja (rehabilitacja techniczna) gazociągów wykonywana jest metodami:

- naprawy - dotyczą głównie gazociągów żeliwnych i można je podzielić na:

- zewnętrzne doszczelnianie złącz kielichowych,
- wewnętrzne doszczelnianie złącz kielichowych,
 - odbudowy (renowacji), którą można podzielić na:
 - wykładanie rurami polietylenowymi o mniejszej średnicy,
 - wykładanie rurami polietylenowymi o czasowo zmniejszonej średnicy,
 - wykładanie wykładzinami z tworzywa sztucznego,
 - wymiany bezwykopowej, realizowane przez:
 - wymianę przy rozkruszeniu istniejącego rurociągu,
 - wymianę metodą drążenia mikrotunelu,
 - klasyczną metodą wykopu otwartego.

Podczas kwalifikowania gazociągu do rehabilitacji technicznej należy zwrócić uwagę na wiek rurociągu, liczbę nieszczelności przypadającą na dany odcinek gazociągu, materiał, z jakiego jest wykonany rozpatrywany gazociąg, natężenie ruchu drogowego w najbliższym sąsiedztwie itp.

Wybór metody rekonstrukcji gazociągów oparty jest na kryteriach technicznych, wynikających z wymagań i z zakresu stosowania poszczególnych metod. Klasyfikacja metod rekonstrukcji gazociągów, w zależności od przyjętych rozwiązań, przedstawia się następująco:

- **Doszczelnianie zewnętrzne** - metoda naprawy polegająca na wprowadzeniu spienionego poliuretanu do wcześniej założonego na złącze mankietu (mufy) z tkaniny elastycznej. Masa uszczelniająca - środek bazowy i utwardzacz jest dwuskładnikową żywicą na bazie aminy zmodyfikowanego poliuretanu, charakteryzującą się łatwością mieszania i wlewania. Jest wysoko odporna na wpływ najróżniejszych komponentów gazu, jak oleje lekkie, zanieczyszczenia alkaliczne. Złącza wykonane z jej użyciem mogą być zginane sprężysto o 7-8". Są również odporne na drgania i uderzenia mechaniczne (metody: Encapress, Avonseal - Two, Encapsulation).
- **Wewnętrzne natryskiwanie** - metoda naprawy polegająca na wprowadzeniu substancji uszczelniającej na nieszczelne miejsca od wewnątrz. Jest to tania i skuteczna metoda naprawy złączy, wykorzystująca beztlenowe płyny uszczelniające, które stosuje się w obecności gazu. Płyny te wskutek obecności katalizatorów, takich jak żelazo (rdza), krzepną w warunkach braku powietrza. Istotą tej metody jest wprowadzenie przez szczeliny głowicy wtryskowej uszczelniacza do uszkodzonych miejsc. Głowica wtryskowa, zawierająca jako integralną część lokalizator złączy, wprowadzana jest na plastikowym węźle do gazociągu przez urządzenie do wierceń pod ciśnieniem. Uszczelniacz tłoczony jest specjalną rurką wewnątrz plastikowego węźla i dokładnie spryskuje uszkodzone złącze (metoda Mainspray).
- **Foliowanie** - metoda renowacji polegająca na wprowadzeniu rękawa z folii poliuretanowej z warstwą klejową wewnątrz, odwróceniu i przyklejeniu do wewnętrznej powierzchni rury. Metoda ta przeznaczona jest głównie do renowacji rurociągów żeliwnych lub stalowych, pracujących pod ciśnieniem do 1 MPa. Rękaw wprowadzany jest w postaci nieutwardzonej za pomocą specjalnej tulei, zamocowanej w wykopie montażowym do starego przewodu. Instalowanie wewnątrz przewodu następuje z udziałem słupa wody pod ciśnieniem, który powoduje przyklejenie substancji do ścianek rurociągu z jednoczesnym dopasowaniem się do

nierówności oraz kierunku przewodu. Po wprowadzeniu następuje chemiczne utwardzenie dwuskładnikowego kleju epoksydowego. Zabieg ten może być skrócony do minimum po doprowadzeniu do wnętrza powłoki gorącej pary (Process Phoenix). Wklejany podczas procesu renowacji rękaw produkowany jest dla określonej średnicy wewnętrznej rury (metody: ProcessPhoenix, Paiten).

- **Wykładanie rurami z polietylenu (PE)** - metoda odbudowy polegająca na wprowadzeniu do istniejącego rurociągu rur z PE o mniejszej średnicy lub rur z PE o czasowo zmniejszonej średnicy. Rury z PE przed wprowadzeniem do remontowanego rurociągu zgrzewane są w długi odcinek i wciągane za pomocą wciągarek liniowych o napędzie elektrycznym lub spalinowym. Wykładanie rurami z PE prowadzi do nieznacznego zmniejszenia przekroju odnawianego odcinka, jednak znacznie zmniejsza chropowatość powierzchni ścianki w stosunku do ścianki zrekonstruowanego rurociągu, przez co powoduje zmniejszenie całkowitych oporów przepływu w stosunku do oporów przepływu sprzed renowacji (metody: Relining, Swagelining, U - Liner, Compact Pipe).
- **Wymiana bezwykopowa** - budowa nowego rurociągu z równoczesnym rozkruszeniem istniejącego w tym samym miejscu. Na początku i końcu wymienianego odcinka gazociągu wykonuje się dwa wykopy do wejścia i wyjścia maszyny rozkruszającej. Maszyna wyposażona jest w głowicę rozpierającą i poruszającą się z określoną prędkością. Równocześnie jest ona przeciągana i popychana przez siłę uderzeniową. Głowica kruszy rurę istniejącą i ciągnie rurę ochronną o zbliżonej średnicy za sobą. Zadaniem rury ochronnej jest ochrona nowych rur polietylenowych przed zniszczeniem spowodowanym przez pozostałości metalu z rozkruszonej rury.
- **Wymiana tradycyjna** - budowa tradycyjna odkrytego gazociągu przy zastosowaniu rur z PE.

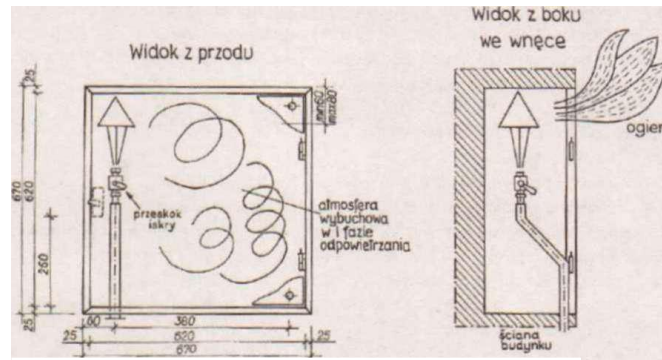
Zagrożenia związane z sieciami gazowymi dobrze ilustrują okoliczności opisanego poniżej wydarzenia.

Przykład awarii i wybuchu gazu.

Do wybuchu i zapalenia się gazu ziemnego doszło w trakcie odpowietrzania przyłącza gazowego od wyłączonej z ruchu stalowej sieci gazowej do budynku mieszkalnego (rys. 3.8). W wyniku wypadku rannych zostało dwóch pracowników Zakładu Gazowniczego w R., a budynek mieszkalny uległ poważnemu uszkodzeniu. Przyłącze gazowe o długości 90,5 m i średnicy 32 x 3 mm wykonane zostało z rury polietylenowej (PE). W odległości 1,5 m od budynku znajdowało się przejście PE/stal i przyłącze jako stalowe wchodziło do budynku. Przyłącze zakończone było kurkiem sferycznym o średnicy 15 mm „Gazomet”, dokręconym do odcinka stalowego. Odcinek stalowy i przejście PE/ stal znajdowały się w izolacji polietylenowej klasy B i wraz z kurkiem wprowadzone były do lakierowanej stalowej szafki.

W dniu zapalenia się gazu temperatura otoczenia wynosiła 22,7°C, wilgotność była niska i wynosiła 45%, a prędkość wiatru 1 m/s. Odpowietrzenie prowadzone było pod ciśnieniem ok. 0,26 MPa, co przy średnicy 32 mm sprawia, że gaz osiąga duże prędkości przepływu. Przepływający gaz mógł unosić z sobą duże ilości zanieczyszczeń, ponieważ zawsze w pierwszym okresie po uruchomieniu

znajdują się one w gazociągu (np. ziarenka piasku, okruchy PE itp). Grunt, w którym znajdował się gazociąg, był suchy.



Rys. 3.9. Widok miejsca awarii.

Prawdopodobna przyczyna wybuchu i zapalenia się gazu.

Literatura dotycząca stosowania rurociągów z polietylenu podaje, że przy wypływie gazu z gazociągu wykonanego z tego materiału mogą tworzyć się ładunki elektrostatyczne o dużym potencjale, rzędu do 9 kV. Szczególnie duże ładunki mogą powstawać przy przepływie gazu zanieczyszczonego - wówczas mogą osiągnąć wartość od 14 kV do 24 kV. W przewężeniach mogą powstawać jeszcze większe ładunki. Bardzo niebezpieczny jest wypływ pulsacyjny. Do zapalenia się gazu ziemnego w mieszaninie z powietrzem wystarcza ładunek o potencjale 2,7 kV. Szczególne niebezpieczeństwo powstawania ładunków elektrostatycznych istnieje przy małej wilgotności powietrza. Wybuchowi i zapaleniu się mieszanki gazowo-powietrznej sprzyja również pogoda bezwietrzna lub o małym wietrze.

Biorąc pod uwagę okoliczności zdarzenia, jak również analizę niebezpieczeństwa tworzenia się ładunków elektrostatycznych przy wypływie z rurociągów wykonanych z PE, można stwierdzić:

- przyłącze gazowe z PE wraz z odcinkiem stalowym o osłonie polietylenowej stanowiło jeden układ, gdzie podczas przepływu gazu mogły tworzyć się ładunki elektrostatyczne w wyniku tarcia gazu o ścianki rur,
- niska wilgotność powietrza, ok. 45% w dniu zdarzenia, wydaje się być czynnikiem sprzyjającym w tworzeniu się tego typu ładunków,
- można przypuszczać, że mała prędkość powietrza sprzyjała łatwemu gromadzeniu się mieszanki gazowo-powietrznej u wylotu z przyłącza (gaz w takich warunkach wolno rozprzestrzenia się w powietrzu),
- **dotknięcie ręką kurka przez pracownika mogło doprowadzić do przeskoku odpowiednio silnej iskry elektrostatycznej i w efekcie do zainicjowania wstępnego wybuchu wpływającego gazu (niska koncentracja gazu), a następnie przy dużej koncentracji gazu do jego zapalenia się (płomień dyfuzyjny).**

Ustalenie szczegółowych przyczyn wybuchu i zapalenia się gazu nie zawsze jest możliwe. Wpływ na to zjawisko mają tak różnorodne czynniki, że odtworzenie ich, w celu np. wykonania procesu symulowanego, jest wręcz niemożliwe.

Pytania:

- 3.1. Co to jest sieć gazowa?
- 3.2. Co wchodzi w skład układów, przemysłowych sieci gazowych?
- 3.3. Co nazywamy pracami gazoniebezpiecznymi i jak je dzielimy?
- 3.4. Co nazywamy pracami niebezpiecznymi i na jakiej podstawie mogą być prowadzone?
- 3.5. Jakie prace gazoniebezpieczne nie wymagają sporządzenia pisemnego polecenia wykonania prac gazoniebezpiecznych?
- 3.6. Jakie prace gazoniebezpieczne można wykonywać na sieci gazowej nie wyłączanej z ruchu i na jakich zasadach?
- 3.7. W jaki sposób należy wyłączyć z ruchu gazociągi niskiego ciśnienia przed przystąpieniem do prac gazoniebezpiecznych?
- 3.8. Do czego zobowiązany jest pracownik dozoru prowadzący nadzór nad pracami gazoniebezpiecznymi?
- 3.9. W jakie środki techniczne (zabezpieczające) muszą być wyposażone brygady wykonujące roboty gazoniebezpieczne?
- 3.10. Jakie powinny być zachowane parametry ciśnienia gazu przy prowadzeniu spawalniczych robót gazoniebezpiecznych na sieci?
- 3.11. Jakie podstawowe czynności należy wykonać przed prowadzeniem robót gazoniebezpiecznych na sieci gazowej posiadającej czynną ochronę antykorozyjną?
- 3.12. Jakie główne zagrożenia występują przy budowie i eksploatacji gazociągów z polietylenu?
- 3.13. W jaki sposób mogą być generowane ładunki elektrostatyczne w rurach z polietylenu?
- 3.14. Jakie są metody wykonywania połączeń zgrzewanych rur i kształtek z polietylenu?
- 3.15. Wymień podstawowe warunki bezpieczeństwa przy pracy ze zgrzewarkami w łączeniu rur z polietylenu?
- 3.16. Kiedy może nastąpić przyjęcie do eksploatacji sieci gazowych nowych, przebudowanych lub po remoncie?
- 3.17. Wymień podstawowe wymagania bezpieczeństwa przy wykonywaniu próby szczelności lub wytrzymałości rurociągów?
- 3.18. Co to jest próba szczelności rurociągu i jak się ją wykonuje?
- 3.19. Co to jest próba wytrzymałości rurociągu i jak się ją wykonuje?
- 3.20. Jak należy przeprowadzać odpowietrzenie i napełnienie sieci gazowej?
- 3.21. Jak należy sprawdzić skuteczność odpowietrzania sieci gazowej?
- 3.22. Co nazywamy stacją gazową, stacją redukcyjną i punktem redukcyjnym?
- 3.23. W jakiej odległości należy sytuować armaturę zaporową i upustową od stacji redukcyjnej o ciśnieniu wejściowym średnim i wysokim?
- 3.24. Do jakiej kategorii zagrożenia wybuchem zalicza się pomieszczenia technologiczne stacji gazowych?
- 3.25. Jakim wymogom powinny odpowiadać budynki stacji gazowych?
- 3.26. Jakie dokumenty, oznakowania, wyposażenie bhp i ppoż. Powinna posiadać stacja gazowa?
- 3.27. Jaki jest sposób oznaczania kierunków przepływu i wielkości ciśnień na gazociągach na stacji gazowej?

- 3.28. Jakie czynności należy wykonać przed przystąpieniem do prowadzenia prac na stacjach gazowych?
- 3.29. Jakie są podstawowe zasady prowadzenia prac gazoniebezpiecznych połączonych ze spawaniem w pomieszczeniach stacji gazowej?
- 3.30. W jakim celu i jakim środkiem nawania się gaz ziemny?
- 3.31. Jakie czynności należy wykonać przed przystąpieniem do prac gazoniebezpiecznych, połączonych z pracami spawalniczymi na instalacjach orurowania sprężarek tłoczni gazu?
- 3.32. Jakie czynności należy wykonać przed przystąpieniem do prac gazoniebezpiecznych, połączonych z pracami spawalniczymi w hali tłoczni gazu?
- 3.33. Jakie są podstawowe zasady wykonywania przyłącza do budynku?
- 3.34. Od jakich podstawowych czynności zależy stan sieci gazowej?
- 3.35. Na czym powinna polegać kontrola stanu technicznego sieci gazowych?
- 3.36. Na czym polegają oględziny zewnętrzne sieci gazowych?
- 3.37. Jakimi metodami wykonuje się rekonstrukcje (rehabilitację techniczną) gazociągów?

4. Zagrożenia pożarowe i wybuchowe.

Układy węglowódor-powietrze bądź mieszanina węglowodorów z powietrzem charakteryzują się właściwościami wybuchowymi bądź palnymi. Podstawowym składnikiem palnym gazu ziemnego jest metan oraz w pewnych ilościach jego homologii.

4.1. Warunki tworzenia się mieszanin wybuchowych

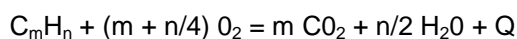
Zdolność do wybuchu posiadają tylko niektóre mieszaniny gazów i powietrza. Wzajemne stosunki objętościowe w mieszaninach palnych, w zakresie których następuje wybuch, określone są dwiema granicami, dolną (ubogą) - z niedomiarem składnika palnego i górną (bogata) - z jego nadmiarem. Znajomość granic wybuchowości ma duże znaczenie praktyczne ze względu na bezpieczeństwo procesów technologicznych, w których występują układy powietrzno-węglowodorowe. Jeżeli skład mieszaniny znajduje się poza granicami wybuchowości, wybuch nie nastąpi, a mieszanina ulegnie spalaniu dyfuzyjnemu. Dotyczy to tylko stężeń mieszanki powyżej górnej granicy wybuchowości, poniżej dolnej granicy wybuchowości spalanie nie wystąpi. Przy stężeniu odpowiadającym dolnej granicy wybuchowości mieszanina gazu z powietrzem posiada duży balast w postaci utleniacza, na górnej granicy zaś - w postaci składnika palnego. W rezultacie ilość ciepła, która wywiązała się w procesie reakcji, nie jest w stanie przewyższyć ilości ciepła zużytkowanego na ogrzanie czynnika niebiorącego udziału w reakcji i proces spalania nie może rozprzestrzenić się samoczynnie.

Na granice wybuchowości ma wpływ wiele czynników: ciśnienie i temperatura, energia źródła zapłonu, udział składników inertnych lub aktywnych itp. W przedziale granic wybuchowości znajduje się punkt odpowiadający stężeniu mieszaniny, w której stosunek obu substratów odpowiada teoretycznemu równaniu całkowitego spalania. Stężenie stechiometryczne dla metanu wynosi ok. 9,5 [% obj.].

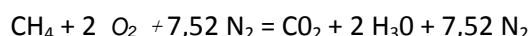
Poniżej przedstawiono równanie stechiometryczne spalania dla metanu:



a ogólnie dla homologów metanu:

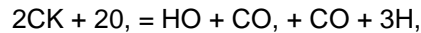


Należy pamiętać, że powietrze jest mieszaniną tlenu i azotu w stosunku objętościowym 1:3,76, tak więc w celu dostarczenia 1 m³ tlenu niezbędnego do spalania należy doprowadzić 4,76 m³ powietrza.



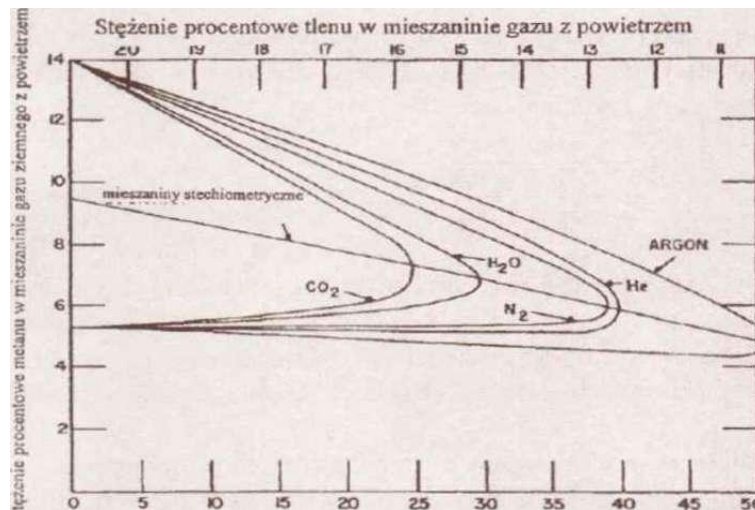
Aby spalić zupełnie i całkowicie 1 m³ metanu należy doprowadzić 9,52 m³ powietrza. Jednak tylko w stosunkowo nielicznych przypadkach zdarza się, że rzeczywisty przebieg reakcji jest taki, jak wskazuje na to równanie. Zjawiska fizyczne i chemiczne w rzeczywistości rozwijają się kosztem najmniejszej energii, co nie zawsze odpowiada schematowi, który jest najłatwiej zapisać. W rzeczywistości produktami reakcji jest nie tylko CO, i H₂O, ponieważ reakcja przebiega przez cały

szereg etapów pośrednich z tworzeniem łańcuchów reakcji i wytwarzaniem produktów innych niż CO, i H₂O. W takim przypadku spalanie gazu może przebiegać wg reakcji chemicznej, określonej równaniem:



Niecałkowite spalanie gazu ziemnego powoduje wystąpienie w spalinach tlenku węgla (w ilości ponad 0,05% = 500 ppm) - gazu toksycznego, stwarzającego potencjalne zagrożenie zatrucia użytkownika urządzenia oraz odpływ z gazami spalinowymi gazów palnych (CO, H₂), co zmniejsza skuteczność, a jednocześnie zwiększa koszt grzania wody.

Jak już wspomniano, na granice wybuchowości mieszanek palnych ma wpływ wiele czynników. Zawężenie granic wybuchowości obserwuje się w przypadku dodatku domieszek inertnych, czyli gazów obojętnych. Na rys. 4.1 przedstawiono wpływ azotu, dwutlenku węgla i argonu na zawężenie granic wybuchowości metanu w mieszaninie z powietrzem w warunkach normalnych.



Rys. 4.1. Wpływ gazów obojętnych na granice wybuchowości metanu.

Dodatek gazów obojętnych prawie nie ma wpływu na dolną granicę wybuchowości, natomiast znacznie wpływa na górną. Brak zależności dolnej granicy wybuchowości od dodatków inertnych można wytłumaczyć tym, że dodatki te zastępują jedynie i tak niebiorący udziału w reakcji tlen, a więc zachowujący się jak gaz obojętny.

Zastąpienie jednego składnika inertnego drugim nie ma zasadniczo wpływu na zmianę właściwości energetycznych mieszanki palnej.

Znaczne oddziaływanie dodatków w postaci gazów inertnych na górną granicę wybuchowości tłumaczy się zmniejszeniem udziału tlenu w mieszaninie palnej (tlen i tak jest już w niedomiarze), co pogarsza jej właściwości palne. Rozcieńczenie mieszanin węglowodorów z powietrzem gazami inertnymi ma duże znaczenie praktyczne w technologii i w prewencji pożarowej, umożliwia bowiem operowanie nimi w obecności źródła zapłonu. Rozwiązania stosowane w praktyce polegają na zastosowaniu tzw. atmosfery ochronnej.

Atmosfera ochronna ma na celu obniżenie stężenia tlenu co najmniej do takiej wartości

O_{max} , przy której granice wybuchowości zbiegną się w jednym punkcie, tj. w którym stężenie tlenu jest niewystarczające do wytworzenia mieszaniny wybuchowej. Wartość O_{max} można wyznaczyć doświadczalnie lub obliczyć empirycznie ze wzoru Pilca:

$$O_{max} = G_d (x + 0,25y - 0,5z), [\% \text{ obj.}]$$

gdzie:

G_d - dolna granica wybuchowości składnika palnego [% obj.],

x, y, z - liczby atomów węgla, wodoru i tlenu w cząsteczce składnika palnego.

W celu zachowania niezbędnego marginesu bezpieczeństwa w praktyce stosuje się stężenie tlenu mniejsze o ok. 25% od wartości O_{nm} . Do wytworzenia atmosfery ochronnej jako gaz inertny stosowany jest przede wszystkim azot, ze względu na jego dostępność i dobre właściwości dyfuzyjne w mieszaninie z powietrzem. Dwutlenek węgla ma nieco większą zdolność ochronną od azotu, ale z uwagi na wyższą wartość gęstości dyfuzja jest utrudniona, co opóźnia proces wyrównywania stężeń w mieszaninie gazów. Granice wybuchowości mieszanek palnych, w skład których wchodzi wiele gazów, można wyznaczyć z zależności Le Chateliera:

$$G_m = \frac{100}{\frac{n_1}{G_1} + \frac{n_2}{G_2} + \dots + \frac{n_n}{G_n}} [\% \text{ obj.}]$$

gdzie:

G_m - granica wybuchowości, dolna lub górna (wyrażona w % udziału objętościowego gazu palnego w mieszance),

n_1, n_2, \dots, n_n - udział poszczególnych gazów palnych w całej mieszance,

G_1, G_2, \dots, G_n - granica wybuchowości poszczególnych składników palnych mieszanki (dolna lub górna).

Innym czynnikiem mającym wpływ na granice wybuchowości jest ciśnienie. Wraz ze wzrostem ciśnienia zakres wybuchowości poszerza się wskutek wzrostu szybkości reakcji, przy czym granica górna zmienia się bardziej niż dolna. W przypadku metanu wraz ze wzrostem ciśnienia wykazuje on najpierw niewielkie zawężenie zakresu wybuchowości, a następnie gwałtowny, niemal liniowy wzrost górnej granicy wybuchowości do wartości ok. 2,758 MPa. Granice wybuchowości przy takim ciśnieniu dla metanu wynoszą od ok. 4,7 [% obj.] do 41 [% obj.], a więc dolna granica prawie się nie zmienia. Na rozszerzenie granic wybuchowości wpływa również wzrost temperatury początkowej mieszaniny wybuchowej. W wyniku podwyższonej reaktywności dolna granica przemieszcza się w kierunku obniżonego, a górna granica w kierunku podwyższonego stężenia składnika palnego. Według Zabetakisa wpływ podwyższonej temperatury T na granice wybuchowości można obliczyć uzyskując przybliżone wartości w oparciu o następującą liniową zależność:

$$G_d = G_d^{25} [1 - 0,000721 (T - 25)] \quad G_g = G_g^{25} [1 + 0,000721 (T - 25)]$$

gdzie:

G_d^{25}, G_g^{25} - odpowiednio dolna i górna granica wybuchowości zmierzona w temperaturze 25°C.

4.1.1. Inicjacja wybuchowa

Istotą zapłonu mieszanki wybuchowej w stadium początkowym jest powolne utlenianie się paliwa gazowego, czemu towarzyszy wzrost temperatury reagentów. Wraz ze wzrostem temperatury rośnie szybkość reakcji aż do chwili, w której osiągnie ona wartość charakterystyczną dla wybuchu. Zapłon wywołać można dwoma sposobami:

- samozapłon, polegający na równomiernym ogrzaniu całej mieszanki (np. adiabatyczne sprężanie gazu) do takiej temperatury, przy której ulega ona zapaleniu jednocześnie w całej masie,
- zapłon wymuszony, polegający na zapaleniu mieszanki tylko w bardzo ograniczonej przestrzeni.

Minimalną temperaturę, w której następuje samoczynne rozprzestrzenianie się płomienia, nazywamy temperaturą samozapłonu. W atmosferze tlenu temperatura samozapłonu obniża się. Literatura podaje różne wartości temperatury samozapłonu dla gazów

i par cieczy, wg Dixona i Cowarda temperatura samozapłonu metanu w mieszaninie z powietrzem wynosi 650°C, a dla etanu 520°C.

Na wartość temperatury samozapłonu katalityczny wpływ wywierają też niektóre metale oraz domieszki gazowe, takie jak tlenki azotu, wodór, para wodna itp. Temperatura samozapłonu zależy od warunków, w jakich występuje, tj. od objętości „zbiornika”, powierzchni ścian, ciśnienia, warunków wymiany ciepła itp. Wszystkie czynniki przyspieszające proces spalania obniżają temperaturę samozapłonu.

Zapłon wymuszony (samozapłon) mieszanin wybuchowych może być urzeczywistniony w różny sposób, np. wyładowaniami elektrycznymi, iskrą mechaniczną lub na skutek kontaktu mieszaniny wybuchowej z rozżarzonym ciałem stałym, strugą gorących gazów, skupionym promieniowaniem, otwartym płomieniem. Temperatura samozapłonu (w odniesieniu do punktu zapłonu) jest zawsze wyższa od temperatury samozapłonu. W pewnych warunkach zapłon może nie nastąpić, np. w wyniku zmniejszania się koncentracji mieszanki wybuchowej i obniżenia temperatury w miarę oddalania się od punktu zapłonu. Aby wywołać zapłon mieszaniny gazowej powinna ona posiadać w punkcie zapłonu, oprócz spełnienia innych warunków, odpowiednią energię, tzn. większą od minimalnej energii zapłonu $E_{n,m}$. Wartości minimalnej energii zapłonu zmieniają się wraz z temperaturą i ciśnieniem, podobnie jak granice wybuchowości. Najczęściej spotykane wartości energii zapłonu poszczególnych gazów, przy założeniu stężenia stechiometrycznego,

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych wynoszą:

Metan: 0,28 mJ

Etan: 0,25 mJ

Propan: 0,26 mJ

Butan: 0,25 mJ

Cyklopropan: 0,17 mJ

Eter etylowy: 0,19 mJ

Heksan: 0,24 mJ

Acetylen: 0,019 mJ

Znajomość minimalnej energii zapłonu E_m jest bardzo istotna, zwłaszcza przy ocenie bezpieczeństwa zapłonu mieszanin gazowych przez iskry elektryczne, elektrostatyczne, mechaniczne oraz iskry powstałe pod wpływem indukcyjnych lub pojemnościowych obwodów elektrycznych.

Iskry elektryczne. Największą zdolność zapłonową, przy równocześnie najmniejszej energii, mają iskry elektryczne. Jest to związane z ich bardzo wysoką temperaturą rzędu 6000 do 20000 K i z równoczesną jonizacją gazu w obszarze wyładowania, co zwiększa kinetykę reakcji chemicznej pomiędzy składnikami mieszaniny. Decydujący wpływ na zdolność zapłonową iskier elektrycznych ma wielkość zawartego w nich ładunku, wyrażonego w mJ, oraz rodzaj i stężenie składnika palnego.

Iskry elektrostatyczne. Ładunki elektrostatyczne powstają na skutek bezpośredniej przemiany energii mechanicznej na energię elektryczną, bez udziału zewnętrznego pola magnetycznego. Materiałami wywołującymi powstawanie ładunków elektrostatycznych mogą być dwa ciała nieprzewodzące lub też ciało nieprzewodzące (półprzewodzące) i przewodzące. Ładunki elektrostatyczne powstają także w następstwie indukcji, tzn. jeżeli w obszarze pola elektrycznego znajdzie się izolowany od ziemi przedmiot metalowy. Dorosły człowiek poruszający się w butach na gumowych podeszwach po nieprzewodzącej podłodze może osiągnąć potencjał względem ziemi równy 1000 V, co przy pojemności 100 pF wystarczy do spowodowania wyładowania iskrowego energii $E = 0,05$ mJ. Ciało człowieka może zostać naładowane prądem do napięcia 10 kV, co może być przyczyną przeskoku iskry elektrycznej o energii 5 mJ. Ta wartość energii przekracza wartość energii zapłonowej wszystkich gazów.

Iskry stalowe. Gazy, których minimalna energia zapłonu jest większa od 0,1 mJ, mogą być uważane za niezapalne przez iskry stalowe krzesane ręcznie. Zapłon od iskry stalowej krzesanej może nastąpić przy dużym nakładzie energii, a to jest nie wykonalne sposobem ręcznego krzesania.

Iskry metali lekkich. Iskry metali lekkich, np. Al, Mg, mają bardzo dużą zdolność zapłonową wystarczającą do zainicjowania spalania wszystkich mieszanin gazów z powietrzem. Jest to skutek rozchodzenia się iskier metali lekkich w fazie parowej, podczas gdy iskry stalowe rozchodzą się w fazie ciekłej. Lekkie metale odznaczają się dużą plastycznością i są miękkie, dlatego doprowadzenie do powstania iskry z tych metali jest bardzo trudne do wykonania. Znacznie większą od stalowych zdolność zapłonową mają; iskry, które powstają na skutek zderzenia metalu lekkiego z zardzewiałą powierzchnią; stalową.

Iskry kamienne. Iskry kamienne są rozżarzonymi cząstkami powstałymi wskutek uderzenia lub rozerwania fragmentów kamienia. Iskry kamienne, w przeciwieństwie do iskier stalowych lub metali lekkich, ulegają stopniowemu ochłodzeniu.

Promieniowanie elektromagnetyczne. Promieniowanie elektromagnetyczne poprzez oddziaływanie fotochemiczne lub fototermiczne może być źródłem zapłonu mieszaniny gazowej. Oddziaływanie fotochemiczne na cząsteczki gazu może być wywołane przez promieniowanie nadfioletowe (długość fali poniżej $3,8 \cdot 10^{-7}$ do 10^{-8} m) lub światło widzialne. Przemiana na energię cieplną podlega przede wszystkim promieniowaniu podczerwone (długość fali od $7,8 \cdot 10^{-7}$ do 10^{-4} m) oraz światło widzialne. Promieniowanie słoneczne oddziałuje zarówno fotochemicznie, jak i fototermicznie.

Ogrzane i rozżarzone powierzchnie. Zapłon mieszaniny gazowej może nastąpić o ogrzanych powierzchniach urządzeń grzewczych, powierzchni aparatury, urządzeń elektrycznych, energetycznych i

mechanicznych, niedopałków papierosów itp. Najwyższe temperatury powierzchni zewnętrznych urządzeń ogrzewczych i przewodów zasilających dla gazowych mieszanek wybuchowych powinny wynosić:

- od 360°C dla grupy samozapłonu T1,
- od 240°C dla grupy samozapłonu T2>
- od 160°C dla grupy samozapłonu T3,
- od 110°C dla grupy samozapłonu T4,
- od 80°C dla grupy samozapłonu T5,

Temperatura żarzących się niedopałków papierosów w nieruchomym powietrzu wynosi ok. 565°C, przy przewiewie natomiast obserwuje się wzrost temperatury do 800°(a nawet wyższych. Temperatury na powierzchni żarówek zależne są od mocy i ustawienia lampy i osiągają wartości od 280 do 400°C. Powierzchnie urządzeń i maszyn mogą ulec nagraniu wskutek tarcia związanego z czynnościami eksploatacyjnymi lu

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych z zaniedbaniem czynności konserwacyjnych.

Implozja. Zapłon mieszanin powietrza z nielotnymi gazami może zostać wywołany poprzez implozję próżniowych lamp jarzeniowych. Gwałtowna likwidacja próżni powoduje szybkie ogrzanie się fazy gazowej.

Samozapalenie adiabatyczne. Samozapalenie adiabatyczne jest wynikiem sprężania mieszaniny wybuchowej, powodującego podniesienie temperatury w przestrzeni gazowej. Jeżeli wzrost temperatury jest dostatecznie szybki, mieszanina ulega samozapaleniu, gdyż przychód ciepła związany ze sprężaniem i rozwijającą się reakcją chemiczną będzie większy niż jego straty. Wzrost temperatury mieszanin wybuchowych podczas sprężania jest następujący:

- sprężanie od 0,1 do 1,0 MPa, wzrost do 580 K,
- sprężanie od 0,1 do 10,0 MPa, wzrost do 1120 K,
- sprężanie od 0,1 do 100,0 MPa, wzrost do 2163 K.

4.1.2. Wybuch i jego parametry

Wybuch mieszanin gazowych jest to proces szybkiego, niekontrolowanego przejścia z jednego stanu w drugi, połączony z wyzwoleniem znacznej ilości energii w postaci pracy mechanicznej.

Rozróżnia się:

- **wybuch fizyczny**, którego wystąpienie spowodowane jest tylko przez czynniki natury fizycznej, np. rozerwanie zbiornika wskutek nadmiernego wzrostu ciśnienia. Wybuch tego typu może zajść np. w miejscach, w których gaz gromadzony jest w zbiornikach ciśnieniowych lub butlach;
- **wybuch chemiczny**, którym są szybkie egzotermiczne procesy chemiczne zachodzące w wybuchowych mieszaninach gazowych. Wybuch chemiczny można podzielić na wybuch homogeniczny i wybuch heterogeniczny. W przypadku wybuchu homogenicznego brak jest granicy między utleniaczem a paliwem, co skutkuje jednoczesną eksplozją całej mieszaniny. Wybuchem

homogenicznym jest wybuch termiczny, który zachodzi na przykład w przypadku egzotermicznego rozkładu niestabilnych substancji. Gromadzone ciepło przyspiesza gwałtownie reakcje destrukcji, prowadząc do wybuchu. Fotochemiczny wybuch zapoczątkowywany jest energią światła, np. reakcja chlorowania alkanów. Heterogeniczne wybuchy charakteryzują się rozdziałem strefy reakcji od strefy niereagującej. Granicę między strefami stanowi płomień. Wybuch chemiczny to jeden z rodzajów spalania, a więc źródłem energii jest reakcja utleniania.

Dynamikę wybuchu mieszanin gazowych określają trzy podstawowe parametry:

- maksymalne ciśnienie wybuchu $P_{n,x}$,
- średnia szybkość wzrostu ciśnienia $P_{n,s}/At$,
- maksymalna szybkość wzrostu ciśnienia $(dP/dt)_n$

Do parametrów wybuchu należy również temperatura wybuchu.

Maksymalne ciśnienie wybuchu jest podstawowym parametrem w odniesieniu do pomieszczeń zamkniętych, których ściany przejmują obciążenie wynikające ze wzrostu ciśnienia. Wielkość maksymalnego ciśnienia wybuchu zależy od stężenia składników mieszaniny (maksymalne ciśnienia występują przy stężeniu stechiometrycznym), rodzaju mieszaniny, jej stanu początkowego, mocy źródła zapłonu. W przypadku pomieszczeń zamkniętych - od kubatury i wyposażenia pomieszczenia oraz od tego, czy w pomieszczeniu są okna.

Średnia szybkość wzrostu ciśnienia jest to stosunek całkowitego przyrostu ciśnienia wybuchu aż do osiągnięcia wartości maksymalnej P_{mix} do czasu trwania przyrostu ciśnienia. Szybkość wzrostu ciśnienia zwiększa się wraz ze wzrostem ciśnienia początkowego mieszaniny oraz wzrostem energii źródła zapłonu. Podobnie oddziałuje burzliwość mieszaniny w momencie zapłonu.

Mieszaniny, które wytwarzają podczas wybuchu największe ciśnienie i wykazują równocześnie największą szybkość wzrostu ciśnienia, odznaczają się największą siłą burzącą. Maksymalne ciśnienie wybuchu może być określone w oparciu o równanie spalania i prawa gazowe:

$$P_{max} = P_0 \left(\frac{T_{max}}{T_0} \right) \left(\frac{m}{n} \right)$$

gdzie:

T_v - maksymalna temperatura spalin przy spalaniu stechiometrycznym, K , P_n , T_y - ciśnienie i temperatura przed wybuchem,

m/n - stosunek ilości cząsteczek po wybuchu do ilości cząsteczek przed wybuchem.

Maksymalne ciśnienie wybuchu jest to ciśnienie, które może zniszczyć każdy rodzaj budynku, jednakże statystyki dotyczące wybuchów gazu dowodzą, że ciśnienia zbliżone do maksymalnego zdarzały się bardzo rzadko. Proces spalania wybuchowego musiałby przebiegać według stechiometrycznego równania utleniania.

W ponad 50% wybuchów, do jakich dochodzi w pomieszczeniach z oknami, ciśnienie nie przekracza 7,5 kPa, natomiast w ok. 25% ciśnienie to waha się w granicach 7,5-15,0 kPa. Ciśnienia te są jednak zbyt niskie, by można je było wyjaśnić w oparciu o analizę wybuchów jednorodnych mieszanek wybuchowych o składzie zbliżonym do stechiometrycznego. Mieszanina gazu ziemnego z powietrzem

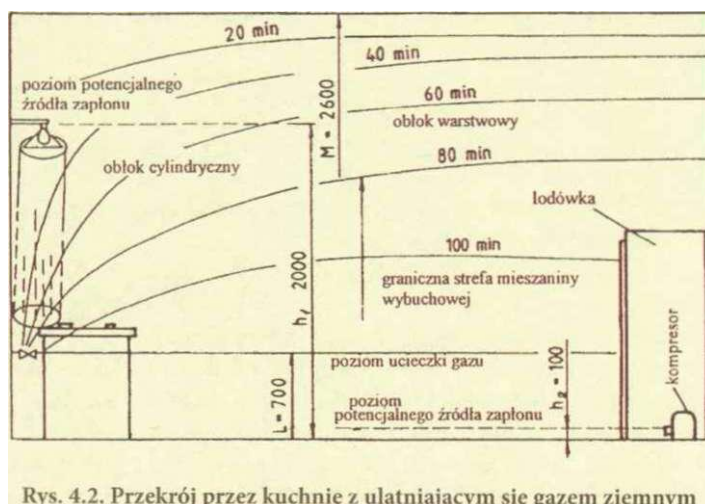
o stężeniu równym dolnej granicy wybuchowości, szczelnie wypełniająca pomieszczenie posiadające okno, powinna spowodować w przypadku zapłonu wybuch o maksymalnym ciśnieniu rzędu 400 kPa, a nawet większym.

W zamkniętych pomieszczeniach powstanie jednorodnej mieszaniny gazu ziemnego lub gazu płynnego z powietrzem na skutek dyfuzji, pomimo niewielkich ruchów powietrza wywołanych różnicą temperatur w pomieszczeniu, nie jest do końca możliwe. Występuje tu zjawisko dyfuzji molekularnej, bardzo powolnej, w konsekwencji której nawet po 24 godzinach koncentracja gazów w całej kubaturze pomieszczenia nie wyrówna się. Ma na to wpływ różnica ciężaru właściwego ulatniającego się gazu i powietrza, określająca kierunek rozprzestrzeniania się gazu w pomieszczeniu oraz położenie miejsca wydobywania się gazu.

Występowanie niskich maksymalnych ciśnień wybuchu w praktyce dowodzi, że w pomieszczeniach zamkniętych koncentracja mieszanek palnych - wybuchowych nie jest jednolita. W pomieszczeniu mogą istnieć przestrzenie, gdzie występuje mieszanina wybuchowa, a w tym samym czasie w innych częściach tego pomieszczenia stężenie gazu nie przekracza dolnej granicy wybuchowości w danych warunkach ciśnienia i temperatury.

4.1.3. Zagrożenie w pomieszczeniu kuchennym.

Do wybuchu o niskiej energii dojść może w przypadku powstania obłoku mieszanki wybuchowej. Obłok ten może mieć kształt cylindryczny (czasem kulisty) lub warstwowy. Kształt obłoku gazu zależy od intensywności wypływu gazu i czasu, po którym nastąpi zapłon. Na rysunku 4.2 przedstawiono schemat powstawania obłoków w trakcie wydobywania się gazu ziemnego w pomieszczeniu kuchennym.



Rys. 4.2. Przekrój przez kuchnię z ulatniającym się gazem ziemnym

Na rysunku znajdują się dwa potencjalne źródła zapłonu: kompresor lodówki na wysokości $h_g = 100$ mm oraz lampa na wysokości $h_l = 2000$ mm. Wybuch nastąpi, jeżeli zewnętrzna warstwa wciąż powiększającego się obłoku mieszanki o stężeniu wyższym od dolnej granicy wybuchowości osiągnie jedno ze źródeł zapłonu. Przykładowy czas (zależny od intensywności wypływu i kubatury pomieszczenia), w jakim to nastąpi, przedstawiono na rys. 4.2. Do wybuchu o dużej energii (o

ciśnieniu bliskim maksymalnemu) może dojść w przypadku, gdyby istniało tylko jedno źródło zapłonu, znajdujące się w dolnej części pomieszczenia (np. kompresor lodówki na rys. 4.2).

Detonacja. Inną specyficzną formą spalania, odznaczającą się stałą, bardzo dużą prędkością spalania sięgającą kilku tysięcy m/s, jest detonacja, czyli niejako wybuch gazu wewnątrz rury, przy którym płomień doznaje nagłego przyspieszenia. Mechanizm detonacji jest oparty na gwałtownym sprężaniu przebiegającym w fali uderzeniowej. Istotna

W czasie detonacji powstaje fala detonacyjna i uderzeniowa. W fali detonacyjnej ma miejsce sprężanie i ogrzanie się mieszaniny gazowej, oddziaływanie fali uderzeniowej, a następnie zapłon i spalanie mieszaniny. Podczas detonacji:

- płomień rozprzestrzenia się z prędkością naddźwiękową 1500-8000 m/s,
- ciśnienie powstałe w fali uderzeniowej jest od 20 do 50 razy większe od początkowego,
- ciśnienie powstałe na czole fali jest od 2 do 8 razy większe od ciśnienia wewnątrz fali,
- odbite ciśnienie jest ciśnieniem dynamicznym. Prędkość detonacji zależy m.in. od:
- początkowej temperatury mieszaniny,
- początkowego ciśnienia mieszaniny,
- składu mieszaniny,
- energii źródła zapłonu,
- powierzchni przewodów, w których rozwija się detonacja (gładka czy chropowata). Nie zależy natomiast od:
- sposobu zapłonu,
- krzywizny przewodów, w których ma miejsce detonacja,
- typu materiału, z których zbudowane są ścianki przewodu.

W sprzyjających warunkach może dojść do przejścia zwykłego spalania (deflagracji) w detonację. Wraz ze wzrostem prędkości rozchodzenia się czoła płomienia wzrasta ciśnienie gazów przed frontem spalania. Gazy spalinowe przed czołem spalania ulegają kompresji. Wzrasta turbulencja przepływu. Rozchodzące się fale wzrostu ciśnienia nakładają się na siebie. Prędkość przesuwania się frontu spalania wzrasta aż do osiągnięcia punktu równowagi zależnego od składu gazu, stężenia powietrza, geometrii i innych parametrów. Deflagracja przechodzi w detonację.

Znaczący wzrost ciśnienia lub detonacja chmury gazowej może nastąpić jedynie w ograniczonej (zamkniętej) objętości, jak np. budynki czy rurociągi. Istnieje graniczna długość rury potrzebna do rozwinięcia detonacji. Dla gazu ziemnego wysokometanowego wynosi ona:

- dla średnicy 100 mm - 12,5 D,
- dla średnicy 200 mm - 18,5 D,
- dla średnicy 400 mm - > 30 D.

Są to wielkości przybliżone, gdyż istotny wpływ na wspomnianą długość rury ma jej chropowatość. W stalowych, chropowatych rurach odległość ta może ulec skróceniu do 2-4 średnic, licząc od miejsca zapłonu. W pełni rozwinięta detonacja metanu jest trudna do zrealizowania. Zachodzi wyłącznie przy bardzo silnym źródle zapłonu i to w postaci pseudo detonacji, tzn. fronty fali uderzeniowej i płomienia są rozdzielone. Dla detonacji fronty te są zbieżne. W przypadku detonacji należy liczyć się z krótkotrwałym wzrostem ciśnienia do 2,5-6,0 MPa i temperatury przekraczającej 2500 K.

4.2. Ocena zagrożenia wybuchem.

4.2.1. Odpowiedzialność za ochronę przeciwpożarową.

Jest rzeczą oczywistą, że zabezpieczenie przeciwpożarowe jest obowiązkiem każdego, kto korzysta z danego obiektu, budynku czy terenu. Ustawa o ochronie przeciwpożarowej mówi wprost, że każda osoba fizyczna, osoba prawna, organizacja lub instytucja korzystające ze środowiska, budynku, obiektu lub terenu są zobowiązane zabezpieczyć je przed zagrożeniem pożarowym. Tak samo instytucje, organizacje, przedsiębiorcy lub osoby fizyczne, a także właściwe urzędy są zobowiązane uwzględnić wymagania w zakresie ochrony przeciwpożarowej przy zagospodarowaniu i uzbrajaniu terenu. Dotyczy to również autorów dokumentacji projektowej. Właściciel, zarządca lub użytkownik budynku, obiektu lub terenu, a także każdy inny, kto korzysta z budynku, obiektu lub terenu ponosi odpowiedzialność za naruszenie przepisów przeciwpożarowych. Odpowiedzialność za realizację obowiązków z zakresu ochrony przeciwpożarowej przejmuje - w całości lub w części - ich zarządca lub użytkownik, na podstawie zawartej umowy cywilnoprawnej ustanawiającej zarząd lub użytkowanie. W przypadku gdyby umowa taka nie została zawarta, odpowiedzialność za realizację obowiązków z zakresu ochrony przeciwpożarowej spoczywa na faktycznie władającym budynkiem, obiektem budowlanym lub terenem.

Osoby odpowiedzialne za ochronę przeciwpożarową mogą w tym zakresie korzystać z pomocy wykwalifikowanych specjalistów. Korzystanie jednak przez właściciela, zarządcę lub użytkownika budynku, obiektu lub terenu z usług z zakresu ochrony przeciwpożarowej jest dobrowolne. Trzeba jednak też mieć na uwadze, że poszczególne ze wskazanych w przepisach szczegółowych czynności z zakresu ochrony przeciwpożarowej mogą wykonywać wyłącznie osoby posiadające odpowiednie kwalifikacje. Wszędzie tam, gdzie stosowane są procesy technologiczne z użyciem materiałów lub płynów mogących wytworzyć mieszaniny wybuchowe lub w których materiały takie są magazynowane, powinna być dokonana ocena zagrożenia wybuchem. Powinna ona obejmować wskazanie pomieszczeń zagrożonych wybuchem, wyznaczenie w pomieszczeniach i przestrzeniach zewnętrznych odpowiednich stref zagrożenia wybuchem oraz wskazanie czynników mogących w nich zainicjować zapłon.

Oceny zagrożenia wybuchem dokonują: inwestor, projektant lub użytkownik decydujący o procesie technologicznym.

Jako pomieszczenie zagrożone wybuchem kwalifikuje się pomieszczenie, w którym może wytworzyć się mieszanina wybuchowa, powstała z wydzielającej się takiej ilości palnych gazów, par, mgieł lub pyłów, której wybuch mógłby spowodować przyrost ciśnienia w tym pomieszczeniu przekraczający 5 kPa. W pomieszczeniu należy wyznaczyć strefę zagrożenia wybuchem, jeżeli może w nim występować mieszanina wybuchowa o objętości co najmniej 0,01 m³ w zwartej przestrzeni.

5.2.2. Wytyczne w zakresie określania przyrostu ciśnienia.

Wytyczne w zakresie określania przyrostu ciśnienia w pomieszczeniu, jaki mógłby zostać spowodowany przez wybuch, są określone w załączniku do rozporządzenia Ministra Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 7 czerwca 2010 r. w sprawie ochrony przeciwpożarowej budynków, innych obiektów budowlanych i terenów (Dz. U. Nr 109, poz. 719).

Przy dokonywaniu oceny zagrożenia wybuchem pomieszczeń należy brać pod uwagę najbardziej niekorzystną z punktu widzenia ewentualnych skutków wybuchu sytuację, mogącą wytworzyć się w procesie ich eksploatacji, uwzględniając najbardziej niebezpieczny, występujący tam rodzaj substancji

Tab. 4.2. Wartości współczynnika parowania K

Prędkość przepływu powietrza nad powierzchnią parowania (m·s ⁻¹)	Temperatura pomieszczenia w °C				
	10	15	20	30	35
0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0,1	3,0	2,6	2,4	1,8	1,6
0,2	4,6	3,8	3,5	2,4	2,3
0,5	6,6	5,7	5,4	3,6	3,2
1,0	10,0	8,7	7,7	5,6	4,6

W przypadku występowania w pomieszczeniu uruchamianej samoczynnie wentylacji awaryjnej, przy określaniu m_{mix} dla palnych gazów lub par dopuszcza się uwzględnianie jej działania, jeżeli odciągi powietrza znajdują się w pobliżu miejsca przewidywanego wydzielania się gazów lub par. Przyjmowaną do obliczenia AP maksymalną masę substancji palnych można wtedy zmniejszyć „k” razy, przy czym:

$$k = 1 + n - t$$

gdzie:

n - ilość wymian powietrza w pomieszczeniu przy działaniu wentylacji awaryjnej (s);

x - przewidywany czas wydzielania gazów lub par (s).

Obliczenie przewidywanego przyrostu ciśnienia w pomieszczeniu nie jest wymagane w przypadku, gdy bez jego dokonania inwestor, jednostka projektowania lub użytkownik decydujący o procesie technologicznym uznaje pomieszczenie za zagrożone wybuchem.

Klasy odporności pożarowej

Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie, ustanawia pięć klas odporności pożarowej budynków lub ich części, podanych w kolejności od najwyższej do najniższej i oznaczonych literami: „A') > »C > »D i »E .

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

Tab. 4.3. Klasa odporności dla budynku zaliczonego do kategorii ZL

Budynek	ZL I	ZL II	ZL III	ZL IV	ZL V
niski (N)	„B”	„B”	„C”	„D”	„C”
średniowysoki (SW)	„B”	„B”	*B”	„C”	„B”
wysoki (W)	„B”	„B”	»B”	„B”	„B”
wysokościowy (WW)	„A”	„A”	„A”	„B”	-A”

Rozporządzenie dopuszcza obniżenie wymaganej klasy odporności pożarowej w budynkach wymienionych w tabeli 4.4. do poziomu w niej określonego.

Tab. 4.4. Dopuszczalne obniżenie klasy odporności pożarowej budynków

Liczba kondygnacji nadziemnych	ZL I	ZL II	ZL III
1	„D”	„D”	„D”
2* ¹	„C”	„C”	-D”

¹ Gdy poziom stropu nad pierwszą kondygnacją nadziemną jest na wysokości nie większej

Wymaganą klasę odporności pożarowej dla budynku PM oraz IN określa tabela 4.5.

Tab. 4.5. Klasa odporności pożarowej dla budynków PM lub IN

Maksymalna gęstość obciążenia ogniowego strefy pożarowej w budynku $Q[MJ/m^2]$	Budynek o jednej kondygnacji nadziemnej (bez ograniczenia wysokości)	Budynek wielokondygnacyjny			
		niski (N)	średniowysoki (SW)	wysoki (W)	wysokościowy (WW)
$Q \leq 500$	„E”	„D”	„C”	„B”	„B”
$500 < Q \leq 1000$	„D”	„D”	„C”	„B”	„B”
$1000 < Q < 2000$	„C”	„C”	„C”	„B”	„B”
$2000 < Q < 4000$	„B”	„B”	„B”	*	*
$Q > 4000$	„A”	„A”	„A”	*	*

* Nie mogą występować takie budynki.

4.2.2. Część podziemna budynku.

W przypadku gdy część podziemna budynku jest zaliczona do ZL, klasę odporności pożarowej budynku ustala się, przyjmując jako liczbę jego kondygnacji lub jego wysokość, odpowiednio: sumę kondygnacji lub wysokości części podziemnej i nadziemnej, przy czym do tego ustalenia nie bierze się pod uwagę tych części podziemnych budynku, które są oddzielone elementami oddzielenia przeciwpożarowego o klasie odporności ogniowej co najmniej R E I 120 i mają bezpośrednie wyjścia na zewnątrz. W budynku wielokondygnacyjnym, którego kondygnacje są zaliczone do różnych kategorii ZL lub PM, klasy odporności pożarowej określa się dla poszczególnych kondygnacji osobno. Klasa odporności pożarowej dolnej części budynku nie powinna być niższa od klasy odporności pożarowej części budynku położonej nad nią, przy czym dla części podziemnej nie powinna być ona niższa niż „C”.

W przypadku gdy w budynku znajdują się pomieszczenia produkcyjne, magazynowe lub techniczne, niepowiązane funkcjonalnie z częścią budynku zaliczoną do ZL, pomieszczenia te powinny stanowić odrębną strefę pożarową, dla której oddzielnie ustala

Odrębną strefę pożarową powinny stanowić również pomieszczenia, w których umieszczone są przeciwpożarowe zbiorniki wody lub innych środków gaśniczych, pompy wodne instalacji przeciwpożarowych, maszynownie wentylacji do celów przeciwpożarowych oraz rozdzielnie elektryczne, zasilające instalacje i urządzenia niezbędne podczas pożaru.

4.2.3. Wyłączenia od stosowania klas odporności.

Wymagania dotyczące klasy odporności pożarowej budynków nie dotyczą budynków:

- do trzech kondygnacji nadziemnych łącznie:
 - a) mieszkalnych: jednorodzinnych, zagrodowych i rekreacji indywidualnej,
 - b) mieszkalnych i administracyjnych w gospodarstwach leśnych,
- wolno stojących do dwóch kondygnacji nadziemnych łącznie:
 - a) o kubaturze brutto do 1 500 m³ przeznaczonych do celów turystyki i wypoczynku,
 - b) gospodarczych w zabudowie jednorodzinnej i zagrodowej oraz w gospodarstwach leśnych,
 - c) o kubaturze brutto do 1 000 m³ przeznaczonych do wykonywania zawodu lub działalności usługowej i handlowej, także z częścią mieszkalną,
- wolno stojących garaży o liczbie stanowisk postojowych nie większej niż 2.

4.2.4. Odporność pożarowa elementów budynku

Elementy budynku, odpowiednio do jego klasy odporności pożarowej, powinny spełniać co najmniej wymagania określone w poniższej tabeli:

Tab. 4.6. Klasy odporności pożarowej elementów budynku

Klasa odporności pożarowej budynku	Klasa odporności ogniowej elementów budynku"					
	główna konstrukcja nośna	konstrukcja dachu	strop	ściana zewnętrzna	ściana wewnętrzna	przekrycie dachu
1	2	3	4	5	6	7
A	R 240	R30	REI 120	EI 120 (o-i)	EI 60	RE 30
B	R 120	R 30	REI 60	E 160 (o-i)	EI30	RE 30
C	R 60	R 15	REI 60	EI 30 (o-i)	EI 15	RE 15
D	R 30	(-)	REI 30	EI 30 (o-i)		
E						

Oznaczenia w tabeli:

R - nośność ogniowa (w minutach), określona zgodnie z Polską Normą dotyczącą zasad ustalania klas odporności ogniowej elementów budynku, E - szczelność ogniowa (w minutach), określona jw., I - izolacyjność ogniowa (w minutach), określona jw., (-) - nie stawia się wymagań.

Elementy budynku powinny być jako tzw. **nierozprzestrzeniające ognia**, przy czym dopuszcza się zastosowanie **słabo rozprzestrzeniających ognień**:

- 1) elementów budynku o jednej kondygnacji nadziemnej ZL IV oraz PM, o maksymalnej gęstości obciążenia ogniowego strefy pożarowej do 500 MJ/nr,
- 2) ścian wewnętrznych i zewnętrznych oraz elementów konstrukcji dachu i jego przekrycia w budynku PM niskim o maksymalnej gęstości obciążenia ogniowego strefy pożarowej do 1 000 MJ/nr,
- 3) ścian zewnętrznych w budynku niskim ZL IV.

Dopuszcza się stosowanie w budynku PM ścian zewnętrznych klasy D z rdzeniem klasy E z uwagi na reakcję na ogień, jeżeli okładzina wewnętrzna jest niepalna, a ściana nierozprzestrzeniająca ognia przy działaniu ognia od strony elewacji. Dopuszcza się stosowanie w budynku PM ścian wewnętrznych klasy D z uwagi na reakcję na ogień.

W ścianach zewnętrznych budynku ZL II dopuszcza się zastosowanie izolacji cieplnej palnej, jeżeli osłaniająca ją od wewnątrz okładzina jest niepalna i ma klasę odporności ogniowej co najmniej:

- 1) w budynku klasy odporności pożarowej „B” - EI 60,
- 2) w budynku klasy odporności pożarowej „C” i „D” - EI 30.

Dopuszcza się stosowanie kłap dymowych z materiałów łatwo zapalnych w dachach i stropodachach.

Strop tworzący w pomieszczeniu dodatkowy poziom - antresolę, przeznaczoną do użytku dla więcej niż 10 osób, a także jej konstrukcja nośna, powinny odpowiadać wymaganiom wynikającym z klasy odporności pożarowej budynku, lecz nie mniejszym niż dla klasy „D”.

W budynku, na wysokości powyżej 25 m od poziomu terenu, okładzina elewacyjna i jej zamocowanie mechaniczne, a także izolacja cieplna ściany zewnętrznej, powinny być wykonane z materiałów niepalnych.

W budynkach ZLIV i ZL V klasa odporności ogniowej przegród wewnętrznych oddzielających mieszkania lub samodzielne pomieszczenia mieszkalne od dróg komunikacji ogólnej oraz od innych mieszkań i samodzielnych pomieszczeń mieszkalnych powinna wynosić co najmniej:

1) dla ścian w budynku:

- niskim i średniowysokim - E I 30,
- wysokim i wysokościowym - E I 60,

2) dla stropów w budynku zawierającym 2 mieszkania - R E I 30.

Klasa odporności ogniowej ściany oddzielającej segmenty jednorodzinnych budynków ZL IV: bliźniaczych, szeregowych lub atrialnych, powinna wynosić co najmniej R E I 60.

4.2.5. Przykrycie dachu.

Przykrycie dachu budynku niższego, usytuowanego bliżej niż 8 m lub przyległego do ściany z otworami budynku wyższego, w pasie o szerokości 8 m od tej ściany powinno być nierozprzestrzeniające ognia oraz w pasie tym:

1) konstrukcja dachu powinna mieć klasę odporności ogniowej co najmniej R 30,

2) przekrycie dachu powinno mieć klasę odporności ogniowej co najmniej R E 30. Warunki określone w pkt 1 i 2 nie mają zastosowania, jeżeli najbliżej położony otwór w ścianie budynku wyższego znajduje się w odległości nie mniejszej niż 10 m od dachu budynku niższego, a gęstość obciążenia ogniowego w budynku niższym nie przekracza 2 000 MJ/m².

Przekrycie dachu o powierzchni większej niż 1 000 m² powinno być nierozprzestrzeniające ognia, a palna izolacja cieplna przekrycia powinna być oddzielona od wnętrza budynku przegrodą o klasie odporności ogniowej nie niższej niż R E 15. W budynkach ZL III, ZL IV i ZL V poddasze użytkowe przeznaczone na cele mieszkalne lub biurowe powinno być oddzielone od palnej konstrukcji i palnego przekrycia dachu przegrodami o klasie odporności ogniowej:

1) w budynku niskim - E I 30,

2) w budynku średniowysokim i wysokim - E I 60.

5.3.5. Pomieszczenia zagrożone wybuchem

Pomieszczenie zagrożone wybuchem należy sytuować na najwyższej kondygnacji budynku.

Dopuszcza się inne usytuowanie pomieszczeń zagrożonych wybuchem, pod warunkiem zastosowania odpowiednich instalacji i urządzeń przeciwybuchowych, uzgodnionych z właściwym komendantem wojewódzkim Państwowej Straży Pożarnej. Ściany wewnętrzne i stropy wydzielające

kotłownie, składy paliwa stałego, żuźłownie i magazyny oleju opałowego, a także zamknięcia otworów w tych elementach, powinny mieć klasę odporności ogniowej nie mniejszą niż określona w tabeli 4.7.

Tab. 4.7. Klasy odporności ogniowej w pomieszczeniach zagrożonych wybuchem

Rodzaj pomieszczenia	Klas odporności ogniowej		
	ścian wewnętrznych	stropów	drzwi lub innych zamknięć
1	2	3	4
Kotłownia z kotłami na paliwo stałe, o łącznej mocy cieplnej powyżej 25 kW	EI 60	REI 60	
Kotłownia z kotłami na olej opałowy, o łącznej mocy cieplnej powyżej 30 kW	EI 60	REI 60	
Kotłownia z kotłami na paliwo gazowe, o łącznej mocy cieplnej powyżej 30 kW: - w budynku niskim (N) i średniowysokim (SW) - w budynku wysokim (W) i wysokościowym (WW)	EI 60 EI 120	RE 160 REI 120	
Skład paliwa stałego i żuźłownia	E1120**	REI 20**	
Magazyn oleju opałowego	E 1120	REI 120	

5.3.6. Dach nad pomieszczeniem zagrożonym wybuchem

W przypadku pomieszczeń zagrożonych wybuchem należy stosować lekki dach, wykonany z materiałów co najmniej trudno zapalnych, o masie nieprzekraczającej 75 kg/m^2 rzutu, licząc bez elementów konstrukcji nośnej dachu, takich jak podciąg, więzary i belki. Wymóg ten nie dotyczy pomieszczenia, w którym łączna powierzchnia urządzeń odciążających (przeciwwybuchowych), jak przepony, klapy oraz otwory oszklone szkłem zwykłym, jest większa niż $0,065 \text{ m}^2/\text{m}^3$ kubatury pomieszczenia.

Ściany oddzielające pomieszczenie zagrożone wybuchem od innych pomieszczeń powinny być odporne na parcie o wartości 15 kN/nr (15 kPa).

4.3. Usuwanie zanieczyszczeń z przewodów

W obiektach, w których odbywa się proces spalania paliwa stałego, ciekłego lub gazowego, należy usuwać zanieczyszczenia z przewodów dymowych, spalinowych oraz przewodów wentylacyjnych.

Zanieczyszczenia należy usuwać z przewodów dymowych i spalinowych:

- 1) od palenisk zakładów zbiorowego żywienia i usług gastronomicznych - co najmniej raz w miesiącu, jeżeli przepisy miejscowe nie stanowią inaczej;
- 2) od palenisk opalanych paliwem stałym, niewymienionych w pkt 1 - co najmniej cztery razy w roku;

3) od palenisk opalanych paliwem płynnym i gazowym, niewymienionych w pkt 1 - co najmniej dwa razy w roku.

Zanieczyszczenia z przewodów wentylacyjnych w obiektach, w których odbywa się proces spalania paliwa stałego, ciekłego lub gazowego, należy usuwać co najmniej raz w roku, jeżeli większa częstotliwość nie wynika z warunków użytkowych.

4.4. Temperatura powierzchni urządzeń i instalacji

Temperatura zewnętrznych powierzchni urządzeń i zasilających je instalacji (z wyłączeniem instalacji elektroenergetycznych), jak również temperatura włączanego do pomieszczenia powietrza, w zależności od rodzaju występujących w obiekcie materiałów, nie powinna przekraczać następujących wielkości:

- 1) w przypadku gazów i par cieczy - 2/3 maksymalnej temperatury powierzchni wyrażonej w stopniach Celsjusza ($^{\circ}\text{C}$), określonej Polską Normą dotyczącą urządzeń elektrycznych w przestrzeniach zagrożonych wybuchem dla poszczególnych klas temperaturowych gazów i par cieczy;
- 2) w przypadku pyłów i włókien:
 - a) co najmniej 343,15 K (70°C) poniżej temperatury tlenia się 5 mm warstwy pyłu dla poziomych powierzchni ogrzewczych lub nachylonych do 60° w stosunku do poziomu,
 - b) 2/3 temperatury samozapłonu, wyrażonej w stopniach Celsjusza ($^{\circ}\text{C}$), mieszaniny pyłów lub włókien z powietrzem dla powierzchni o nachyleniu większym niż 60° w stosunku do poziomu oraz dla tych powierzchni, na których uniemożliwiono gromadzenie się pyłów i włókien,
 - c) 2/3 temperatury samozapłonu, wyrażonej w stopniach Celsjusza ($^{\circ}\text{C}$), mieszaniny pyłów lub włókien z powietrzem dla nietłących się pyłów lub włókien, niezależnie od stopnia nachylenia powierzchni urządzeń ogrzewczych;
- 3) w przypadkach pozostałych ciał stałych łatwo zapalnych - 2/3 temperatury samozapłonu, wyrażonej w stopniach Celsjusza ($^{\circ}\text{C}$).

Przy ustalaniu dopuszczalnych temperatur za podstawę należy przyjmować ten materiał palny znajdujący się w danym pomieszczeniu, który ma najniższą temperaturę samozapłonu, a dla tłących się pyłów - najniższą temperaturę tlenia.

Podane wielkości nie dotyczą urządzeń elektroenergetycznych, dla których dopuszczalne temperatury pracy urządzeń elektroenergetycznych oraz zasady klasyfikacji gazów i par cieczy do klas temperaturowych określają Polskie Normy dotyczące urządzeń elektrycznych w przestrzeniach zagrożonych wybuchem.

4.5. Zaopatrzenie w wodę do celów przeciwpożarowych

4.5.1. Stacja paliw, zbiorniki paliw

Minimalna ilość wody wymagana do celów przeciwpożarowych do zewnętrznego gaszenia pożaru dla stacji paliw i stacji gazu płynnego oraz stacji gazu ziemnego wynosi 10 dm³.

Wymaganą ilość wody do celów przeciwpożarowych do zewnętrznego gaszenia pożarudła zbiorników z gazami palnymi oraz z cieczami o temperaturze zapłonu do 373,15 K(100°C) niebędącymi produktami naftowymi oraz dla zbiorników z produktami naftowymi o temperaturze zapłonu od 328,15 K (55°C) do 373,15 K (100°C), z wyjątkiem podgrzanych powyżej temperatury zapłonu, służącą do zewnętrznego gaszenia pożaru, określa poniższa tabela 4.8.

Tab. 4.8. Ilość wody do celów przeciwpożarowych

Lp.	Zbiorniki (z wyłączeniem podziemnych i przenośnych)					
	z cieczami palnymi			z gazami palnymi		
	pojemność ogólna [m ³]		wydajność wodociągu [dm ³ /s]	pojemność ogólna [m ³]		wydajność wodociągu [dm ³ /s]
	powyżej	do		powyżej	do	
1	200	1 000	10		10 000	10
2	1 000	5 000	15	10 000	100 000	15
3	5000	30 000	20	100 000		20
4	30 000	100 000	25			
5	100 000	200 000	30			
6	200 000		40			

Wymaganą ilość wody do celów przeciwpożarowych do zewnętrznego gaszenia pożaru dla urządzeń technologicznych oraz składów i magazynów z gazami palnymi i cieczami temperaturze zapłonu do 373,15 K (100°C), zlokalizowanych poza budynkami, określa tabela 4.9.

Tab. 4.9. Ilość wody do celów przeciwpożarowych - cz. II

	Urządzenia technologiczne oraz składy i magazyny z gazami palnymi i cieczami o temperaturze zapłonu do 373,15 K (100°C)		
	zajmowana powierzchnia [m ²]		wydajność wodociągu [dm ³ /s]
	powyżej	do	
1		500	10
2	500	1000	20
3	1000	2000	30
4	2000		40

4.5.2. Zbiorniki materiałów palnych

Wymagana ilość wody do celów przeciwpożarowych do zewnętrznego gaszenia pożaru dla silosów, komór i zasobników ze stałymi sypkimi materiałami palnymi oraz dla zbiorników z cieczami palnymi o temperaturze zapłonu powyżej 373,15 K (100°C) wynosi 10 dm³/s.

4.5.3. Woda do stref pożarowych

Wymagana ilość wody do celów przeciwpożarowych dla stref pożarowych wyposażonych w stałe urządzenia gaśnicze i zabezpieczające zarówno przy wspólnym, jak i oddzielnym wykorzystywaniu wodociągu lub zapasu wody do zasilania tych urządzeń i zewnętrznego gaszenia pożaru, w obiektach budowlanych:

- użyteczności publicznej i zamieszkania zbiorowego oraz innych obiektów budowlanych o takim przeznaczeniu,
 - produkcyjnych i magazynowych, oraz dla:
 - zbiorników z gazami palnymi oraz z cieczami o temperaturze zapłonu do 373,15 K (100°C) niebędącymi produktami naftowymi oraz dla zbiorników z produktami naftowymi o temperaturze zapłonu od 328,15 K (55°C) do 373,15 K (100°C), z wyjątkiem podgrzanych powyżej temperatury zapłonu,
 - urządzeń technologicznych oraz składów i magazynów z gazami palnymi i cieczami o temperaturze zapłonu do 373,15 K (100°C), zlokalizowanych poza budynkami, jest równa:
- 1) przy zastosowaniu urządzeń zraszaczowych zabezpieczających - sumie ilości wody do zasilania tych urządzeń i do zewnętrznego gaszenia pożaru,
 - 2) przy zastosowaniu urządzeń gaśniczych tryskaczowych, zraszaczowych i mgłowych oraz sieci stałych działek gaśniczych - sumie ilości wody do zasilania tych urządzeń i zmniejszonej o 50% ilości wody do zewnętrznego gaszenia pożaru, z tym że wymagana ilość wody powinna być nie mniejsza niż ilość wody do zewnętrznego gaszenia pożaru,
 - 3) przy zastosowaniu urządzeń gaśniczych pianowych - sumie ilości wody do zasilania tych urządzeń i zmniejszonej o 75% ilości wody do zewnętrznego gaszenia pożaru, z tym że wymagana ilość wody powinna być nie mniejsza niż ilość wody do zewnętrznego gaszenia pożaru.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

W sytuacji braku źródła wody zapewniającego wymaganą ilość wody do celów przeciwpożarowych, właściwy miejscowo komendant powiatowy (miejski) Państwowej Straży Pożarnej, na wniosek właściciela budynku, obiektu budowlanego lub terenu, może dopuścić na czas określony zastępcze źródło wody do celów przeciwpożarowych, w szczególności naturalny lub sztuczny zbiornik wody, studnię lub ciek wodny, wyposażone w stanowisko czerpania wody wraz z dojazdem. Zastępcze źródło wody powinno zapewniać możliwość prowadzenia działań gaśniczych z użyciem sił i środków dostępnych w rejonie działania najbliższej jednostki ochrony przeciwpożarowej. W szczególnie uzasadnionych przypadkach, gdy spełnienie wymagań dotyczących przeciwpożarowego zaopatrzenia w wodę jest niemożliwe ze względu na lokalne uwarunkowania lub jest uzasadnione przyjęcie innych rozwiązań, na wniosek właściciela budynku, obiektu budowlanego lub terenu, dopuszcza się stosowanie rozwiązań zamiennych, które zapewniają niepogorszenie warunków ochrony przeciwpożarowej, uzgodnionych z właściwym miejscowo komendantem wojewódzkim Państwowej Straży Pożarnej.

4.6. Strefa zagrożenia wybuchem i zasady ich wyznaczania

4.6.1. Podstawowe założenia

Przystępując do określenia stref zagrożenia wybuchem należy przeanalizować rodzaj stosowanego wyposażenia technologicznego, określić ilość potencjalnych źródeł emisji i ich intensywność oraz częstotliwość inspekcji służb eksploatacyjnych. Przyjmuje się, że zasięg strefy zagrożenia wybuchem zależy od prędkości wypływu paliwa gazowego i powierzchni źródła emisji oraz sposobu rozproszenia paliwa gazowego w powietrzu, czyli od:

- rodzaju emisji gazu i jego parametrów, tzn. czy wypływ gazu jest krytyczny, czy nie, i czy następuje jego rozpraszanie naturalno-turbulentne, czy strumieniowe,
- miejsca usytuowania źródła emisji, a w szczególności czy źródło znajduje się w przestrzeni otwartej, czy w zamkniętej,
- rodzaju źródła emisji gazu i kształtu elementu urządzenia sieci gazowej, z którego może wypływać gaz,
- efektywności zastosowanej wentylacji wewnątrz pomieszczeń i w innych przestrzeniach zamkniętych,
- warunków atmosferycznych w przestrzeniach otwartych, gdy np. prędkość wiatru jest inna niż założona w opcji podstawowej (2 m/s).

Ponadto:

- nad urządzeniami sieci gazowej umieszczonymi bezpośrednio w gruncie nie wyznacza się stref zagrożenia wybuchem,
- w obiektach sieci gazowych, dla których należy wyznaczyć strefę zagrożenia wybuchem, występuje co najmniej jedno urządzenie, będące źródłem emisji strumieniowej,
- w warunkach normalnej eksploatacji nie występuje w obiektach i urządzeniach sieci gazowej emisja ciągła, a więc w sieciach gazowych nie występują strefy 0 zagrożenia wybuchem, a tylko strefy 1 i strefy 2,
- przestrzeń zagrożona wybuchem, w zależności od sytuacji, np. kilku źródeł emisji występujących obok siebie, może być zaklasyfikowana do jednej strefy, do dwóch lub do trzech stref zagrożenia wybuchem.

W przypadku nakładania się stref należy przyjmować strefę o większym stopniu zagrożenia.

Przy wyznaczaniu stref zagrożenia wybuchem można przyjąć założenia upraszczające:

- zasięg stref jest funkcją ciśnienia gazu w źródle emisji i powierzchni otworu stanowiącego źródło emisji,
- współczynnik bezpieczeństwa równy jest 2,0,
- średnia prędkość wiatru w otoczeniu źródła wynosi 2 m/s,
- otwory - szczeliny typowych nieszczelności urządzeń mają powierzchnię nie większą niż 0,25 mm².

Przyjęto, że podobnym rodzajom urządzeń sieci, będących źródłami emisji gazu, przyporządkowuje się umowny, charakterystyczny dla nich sposób rozpraszania gazu, tzn.:

- **rozpraszanie naturalno-turbulentne** następuje ze szczelin (nieszczelności typowych) takich urządzeń, jak np.: połączenia kołnierзовые, połączenia gwintowe, połączenia zaciskowe, obudowy

sprężarek gazu, obudowy reduktorów i regulatorów ciśnienia, dławice armatury zaporowej, upustowej, regulacyjnej, czyli wszędzie tam, gdzie rozpraszanie ze źródeł emisji następuje przypadkowo, z reguły w wyniku niedoskonałych konstrukcji urządzeń, oraz z otworów w przegrodach budowlanych pomieszczeń zagrożonych wybuchem i szafek gazowych (gazomierzowych),

- **rozpraszanie strumieniowe** następuje z otworów wylotowych rur upustowych takich urządzeń, jak np.: zespoły zaporowo-upustowe, zawory bezpieczeństwa upustowe, zawory odpowietrzające (odgazowujące), zawory spustowe, odwadniacze, czyli wszędzie tam, gdzie rozpraszanie ze źródeł emisji następuje w sposób zamierzony, z reguły w wyniku czynności eksploatacyjnych.

Strefy zagrożenia wybuchem dla określonych miejsc, pomieszczeń i przestrzeni ustala się w oparciu o następujące założenia:

- Klasyfikacja obszarów zagrożenia polega na szacunkowym podziale danej instalacji z wydzieleniem stref zagrożenia wybuchem oraz obszarów bezpiecznych. Ma to na celu możliwe maksymalne zabezpieczenie się przed zapłonem wypływów gazu, które w sposób nieunikniony okresowo występują przy eksploatacji sieci gazowych i urządzeń.
- Zasięg oraz kategorię strefy zagrożenia wybuchem należy ustalać indywidualnie w odniesieniu do określonej instalacji, pomieszczenia lub miejsca z uwzględnieniem warunków terenowych oraz wielkości i charakteru zagrożeń.
- Ustalone strefy zagrożeń wybuchowych i ich zasięg odnoszą się do stanu, w którym instalacja pracuje w trybie roboczym, tzn. według parametrów zaprojektowanych.
- Wyznaczone obszary zagrożenia wybuchem i obszary bezpieczne nie mają zastosowania w przypadku wystąpienia zdarzeń losowych o charakterze katastrofy (wybuch, pożar instalacji, pęknięcia lub rozszczelnienia instalacji itp.).

Klasyfikacja stref zagrożenia wybuchem związana jest z prawdopodobieństwem pojawienia się mieszaniny wybuchowej w rozpatrywanej przestrzeni.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

Jest ona następująca:

0 - strefa, w której mieszanina wybuchowa gazów, par lub mgieł występuje stale lub długotrwale w normalnych warunkach pracy,

1 - strefa, w której mieszanina wybuchowa gazów, par lub mgieł może występować sporadycznie w normalnych warunkach pracy,

2 - strefa, w której istnieje niewielkie prawdopodobieństwo wystąpienia mieszaniny wybuchowej, przy czym mieszanina ta może występować jedynie krótkotrwale. Bardzo ważne, z punktu widzenia klasyfikacji stref zagrożenia, jest **określenie rodzaju źródła wypływu gazu**.

Źródła wypływu gazu pod względem charakteru wypływu klasyfikuje się następująco:

- źródła wypływu ciągłego - są to źródła wypływu, z których emisja gazu jest stała lub emisja jest przewidziana w długim okresie z dużą częstotliwością (strefa 0),
- źródła wypływu I stopnia - są to źródła wypływu, z których emisja gazu jest okresowa w regularnych lub przypadkowych odstępach czasu, w normalnych warunkach pracy urządzeń (strefa 1),

- źródła wypływu II stopnia - są to źródła wypływu, z których emisja gazu może wystąpić w normalnych warunkach pracy urządzeń, lecz tylko sporadycznie i krótkotrwale (strefa 2).

W przemyśle gazowniczym występuje szereg elementów i urządzeń mogących być potencjalnymi źródłami emisji gazu. Najczęściej spotykane źródła emisji gazu:

- Połączenia kołnierzowe, ściskane, gwintowane, wokół których mieszanina wybuchowa powstanie tylko w przypadku nieszczelności, przy założeniu, że powierzchnia nieszczelności nie będzie większa od $0,25 \text{ mm}^2$ - strefa 2.
- Dławienia i gniazda zaworów, wokół których mieszanina wybuchowa może powstać tylko na skutek nieszczelności. Powierzchnia nieszczelności nie większa od $0,25 \text{ mm}^2$ - strefa 2.
- Zawory bezpieczeństwa wydmuchowe, gdzie mieszanina wybuchowa może powstać najczęściej przy awaryjnym stanie pracy urządzeń, co pozwala na klasyfikowanie strefy wokół wylotu wydmuchu do strefy 2. Strefa ta będzie się składać z kombinacji stref stożkowej i kulistej. Jeżeli szybkość wypływu gazu na końcu przewodu przekroczy 250 m/s , to część stożkową można pominąć. Zaleca się wyznaczenie wokół końca przewodu wydmuchowego strefy 1 o promieniu $r - 1 \text{ m}$ w celu uwzględnienia ewentualnych wpływów z nieszczelności na gnieździe zaworu.
- Zawory redukcyjne, filtry, regulatory (bez upustu gazu), gdzie mieszanina wybuchowa może powstać na skutek nieszczelności. Powierzchnia nieszczelności nie większa od $0,25 \text{ mm}^2$ - strefa 2.
- Aparatura pomiarowa, manometry, termometry, przyrządy kontrolne itp., gdzie mieszanina wybuchowa może powstać na skutek nieszczelności - strefa 2.
- Odpowietrzenie instalacji o średnicy większej od 50 mm , gdzie wyznaczanie stref zagrożenia wybuchem przeprowadza się podobnie jak w przypadku wydmuchowych zaworów bezpieczeństwa.

4.6.2. Zasięg stref przy rozpraszaniu naturalno- turbulentnym

Zasięg strefy zagrożenia wybuchem wyznacza się w oparciu o wzór:

$$Z = 38,4 \cdot Q^{0,55} \quad (1)$$

Wzór na zasięg strefy Z przy danej wydajności źródła Q przyjmuje różną postać w zależności od ciśnienia gazu P_r w źródle emisji, tzn.: • dla ciśnienia $p, < 0,05 \text{ MPa}$:

$$Q = 10^3 \cdot F \cdot p_r^{0,5} \quad (2)$$

i ostatecznie, po podstawieniu (2) do (1):

$$Z = 0,86 \cdot F^{0,55} \cdot p_r^{0,27} \quad (3)$$

dla ciśnienia $p_r > 0,1 \text{ MPa}$:

$$Q = 2,13 \cdot 10^3 \cdot F (p_r + 0,1) \quad (4)$$

i ostatecznie, po podstawieniu (4) do (1):

$$Z = 1,3 \cdot F^{0,55} (p_r + 0,1)^{-0,5} \quad (5)$$

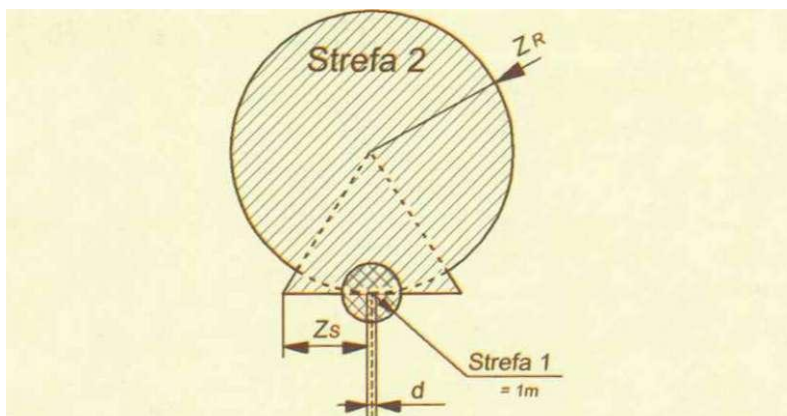
dla ciśnienia $0,05 \text{ MPa} < p_r < 0,1 \text{ MPa}$:

całkowitą wartość wydajności źródła emisji gazu Q i ostatecznie wartość zasięgu strefy zagrożenia wybuchem Z otrzymuje się przez interpolację liniową wyników uzyskanych z zależności (1) i (3) oraz (2) i (4).

4.6.3. Zasięg stref przy rozpraszaniu strumieniowym

Należy założyć, że strefa zagrożenia wybuchem przy rozpraszaniu strumieniowym przyjmuje kształt przedstawiony na rys. 4.3, a więc:

- kuli o zasięgu Z_R
- stożka o zasięgu Z_S



Rys. 4.3. Zasięg strefy zagrożenia wybuchem przy rozpraszaniu strumieniowym

Jeżeli ma miejsce wypływ krytyczny (tzn. nadciśnienie gazu w źródle emisji jest nie mniejsze niż 0,085 MPa), to zasięg strefy przy rozpraszaniu strumieniowym wyznacza się następująco:

$$Z_R = 0,33 \cdot F^{0,5} (p_r + 0,1)^{0,5} \quad Z_S = 0,175d$$

Natomiast w przypadku gdy nadciśnienie gazu w źródle emisji jest mniejsze od 0,085 MPa, to:

$$Z_R = 0,130 d \quad Z_S = 0,175 d$$

Dodatkowo wyznacza się wokół otworu wylotowego rury upustowej o dowolnej średnicy strefę 1 zagrożenia wybuchem o promieniu 1 m.

Wokół wylotów rur wydmuchowych z zaworów upustowych i odpowietrzających strefy 1 nie wyznacza się, jeżeli spełniony jest co najmniej jeden z następujących warunków:

- służby eksploatacyjne dokonują systematycznie kontroli szczelności armatury, a na wbudowaną armaturę wydano deklarację lub certyfikat zgodności z Polską Normą lub aprobatą techniczną,
- wyloty rur wydmuchowych z zaworów odpowietrzających są zaślepione w czasie normalnej pracy,
- objętość strefy 1 jest mniejsza od $0,01 \text{ m}^3$ (odpowiada to promieniowi mniejszemu od 0,13 m).

Zasięg stref zagrożenia z zespołu zaporowo-upustowego, zaworu odpowietrzającego, zaworu upustowego, odwadniacza (o ile wyloty rur wydmuchowych są zaślepione w czasie normalnej pracy) wyznacza się tylko podczas prowadzenia prac eksploatacyjnych.

4.7. Wentylacja jako jeden z głównych systemów bezpieczeństwa w gazownictwie

W przypadku braku dostatecznej wentylacji, czyli braku skutecznego przewietrzania przestrzeni ograniczonej, nawet w przypadku występowania w niej źródeł gazu niewielkiej i sporadycznej emisji,

może dojść do kumulowania się pojedynczych wypływów gazu, prowadzących do powstania mieszaniny wybuchowej. Wprowadzono podział na następujące kategorie wentylacji pomieszczeń:

- wentylacja nieograniczona - dotyczy przestrzeni otwartych i pomieszczeń półotwartych, bez tzw. martwych przestrzeni,
- wentylacja ograniczona kategorii A - dotyczy konstrukcji pomieszczenia i systemu przewietrzającego, gwarantujących nieprzekroczenie w pomieszczeniu stężenia gazu równego 25% dolnej granicy wybuchowości, z wyjątkiem najbliższego otoczenia źródła emisji gazu,
- wentylacja ograniczona kategorii B - dotyczy pomieszczeń, w których nie jest zapewnione utrzymanie stężenia gazu poniżej 25% dolnej granicy wybuchowości.

Najbardziej bezpiecznym i optymalnym rozwiązaniem jest zapewnienie wentylacji kategorii A.

4.7.1. Zasady ustalania wentylacji naturalnej kategorii A

Wentylacja naturalna kategorii A występuje w pomieszczeniu wówczas, gdy spełniony jest warunek dotyczący łącznej powierzchni otworów wentylacyjnych przy określonym poziomie emisji gazu:

$$F, > 374 k \cdot XQ (6)$$

przy czym:

k - współczynnik korekcyjny (wg tabeli 4.10).

Tab. 4.10. Współczynnik korekcyjny w zależności od rozmieszczenia otworów wentylacyjnych

	Rozmieszczenie otworów wentylacyjnych wlotowych			
	we wszystkich czterech ścianach	w trzech ścianach	w dwóch ścianach	w jednej ścianie
Współczynnik k	1	1,33	2	$\frac{33}{\sqrt{0,4h_{pom} + h_w}}$
h _{pom} - wysokość pomieszczenia [m], h _w - wysokość komina wywietrznika dachowego [m].				

Tab. 4.11. Zależność współczynnika z od łącznej ilości źródeł pierwszego stopnia emisji

Łączna ilość źródeł o pierwszym stopniu emisji	1	2	3	4	5	10	15	≥ 20
Współczynnik z	1	1	0,87	0,73	0,60	0,42	0,35	0,30

Określenie jednostkowego strumienia objętości gazu z jednego potencjalnego źródła pierwszego stopnia emisji

Jednostkowy strumień objętości gazu z jednego potencjalnego źródła pierwszego stopnia emisji wyznacza się podstawiając rzeczywiste wielkości: powierzchnię otworu (szczeliny) stanowiącego źródło pierwszego stopnia emisji oraz ciśnienie w miejscu źródła emisji.

- Dla ciśnienia gazu w miejscu źródła emisji < 0,05 MPa:

$$Q=10^3 \cdot F \cdot p, \gg \quad (7)$$

- Dla ciśnienia gazu w miejscu emisji $> 0,1$ MPa:

$$Q = 2,13 \cdot 10^3 \cdot F(p_r + 0,1) \quad (8)$$

- Dla ciśnienia gazu w miejscu emisji $0,05 \text{ MPa} < p < 0,1 \text{ MPa}$:
wartość strumienia objętości otrzymuje się przez interpolację liniową wyników uzyskiwanych ze wzorów (7) i (8).

4.7.2. Kryterium występowania wentylacji kategorii B

Wentylacja kategorii B występuje wówczas, gdy zgodnie z definicją wielkość otworów wentylacyjnych jest zbyt mała, aby spełnić warunek określony zależnością (6). Otwory prowadzące na zewnątrz obiektu budowlanego z pomieszczeń zagrożonych wybuchem, gdy wentylacja tych pomieszczeń spełnia wymagania wentylacji naturalnie nieograniczonej lub kategorii A, nie stanowią źródła emisji i nie wyznacza się dla nich stref zagrożenia wybuchem.

Natomiast otwory prowadzące na zewnątrz obiektu budowlanego (np. otwory wentylacyjne, otwierane okna, drzwi) z pomieszczeń zagrożonych wybuchem, w których jest wentylacja kategorii B, stanowią źródła o drugim stopniu emisji (strefa 2). Wokół tych otworów wyznacza się strefę zagrożenia wybuchem zgodnie z równaniem:

$$Z = 38,4 \times \sum Q^{0,55}$$

Zgodnie z obowiązującymi przepisami, w obiektach gazowniczych nie dopuszcza się wentylacji kategorii B. W związku z tym przy projektowaniu np. stacji redukcyjnych, łączna powierzchnia wszystkich otworów wlotowych i wylotowych wentylacji naturalnej jest bardzo duża, co może być przyczyną zwiększonych strat ciepła w pomieszczeniu, w którym zamontowane są urządzenia technologiczne.

Wentylacja pomieszczeń, w których zainstalowane są urządzenia gazowe, stanowi istotny problem zarówno ze względu na otaczającą człowieka atmosferę, jak i ze względu na efektywność spalania paliwa gazowego. Brak odpowiedniej ilości powietrza doprowadzanego do pomieszczenia, w którym zainstalowane jest urządzenie gazowe, może być przyczyną niezupełnego spalania gazu, w wyniku czego w spalinach pojawia się toksyczny tlenek węgla CO.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

Dopuszczalna zawartość CO w spalinach suchych wynosi odpowiednio:

- 0,05% obj. - dla domowych urządzeń gazowych, takich jak: kuchenki gazowe, grzejniki wody przepływowej, ogrzewacze konwekcyjne, ogrzewacze promiennikowo- konwekcyjne,
- 0,01% obj. - dla kotłów grzewczych wodnych niskotemperaturowych, kotłów dwu- funkcyjnych i kondensujących.

Kanały i przewody wentylacyjne powinny spełniać następujące wymagania bezpieczeństwa, wynikające z przepisów przeciwpożarowych:

- przewody wentylacyjne prowadzone przez pomieszczenia, których nie obsługują, powinny być obudowane elementami o klasie odporności ogniowej przewidzianej dla ścianek działowych tych pomieszczeń,
- palne izolacje termiczne i akustyczne oraz inne palne okładziny przewodów wentylacyjnych mogą być dopuszczone do stosowania wyłącznie na zewnętrznych powierzchniach, w sposób uniemożliwiający rozprzestrzenianie się ognia,
- odległość niez izolowanych przewodów wentylacyjnych od wykładzin i powierzchni palnych powinna wynosić co najmniej 0,5 m,
- drzwiczki rewizyjne stosowane w kanałach i przewodach wentylacyjnych powinny być wykonane z materiałów niepalnych,
- w niepalnych budynkach, zaliczanych do kategorii zagrożenia życia ludzkiego (ZL), prowadzenie przez pomieszczenia przewodów wentylacyjnych z materiałów palnych jest zabronione.

Przewody wentylacyjne powinny być obudowane lub wyposażone w klapy odcinające, w sposób zapobiegający rozprzestrzenianiu się pożaru pomiędzy strefami pożarowymi. Obudowany przewód, klapa odcinająca lub obudowany przewód wraz z klapą powinny posiadać odporność ogniową równą co najmniej połowie odporności ogniowej oddzielenia przeciwpożarowego.

Przewody kominowe służące do wentylacji grawitacyjnej powinny posiadać powierzchnię przekroju wynoszącą co najmniej $0,016 \text{ m}^2$ oraz najmniejszy wymiar przekroju, co najmniej 0,11 m, a przy wentylacji mechanicznej - wymiary przekroju wynikające z obliczeń przepływów powietrza. Stosowanie mechanicznej wentylacji wyciągowej jest zabronione w pomieszczeniach z urządzeniami gazowymi pobierającymi powietrze do spalania z pomieszczenia i z grawitacyjnym odprowadzeniem spalin. Powyższe stwierdzenie nie dotyczy pomieszczeń, w których zastosowano wentylację nawiewnowy- wiewną zblokowaną.

Do pomieszczeń z urządzeniami gazowymi powietrze może być doprowadzone przez otwory (nawiewne) o regulowanym stopniu otwarcia, usytuowane w górnej części okna lub też ponad oknem, lub - o ile zapewni się skuteczne jego ogrzanie - w dolnej części ściany zewnętrznej, względnie poprzez szczeliny w otworach okiennych lub drzwiowych danego lub danego i sąsiedniego pomieszczenia.

Doprowadzenie powietrza zewnętrznego dopuszczalne jest przez okna ze skrzydłem uchylno-rozwieralnym, górnym wywietrznikiem lub górnym skrzydłem uchylnym. Przy minimalnym otwarciu uzyskana szczelina uchylecia nie powinna być większa niż 10 mm pomiędzy górną przylgą a ramą. Z innych pomieszczeń mieszkalnych powietrze może być doprowadzane również poprzez otwory w drzwiach lub za pomocą szczeliny pod drzwiami minimalnej powierzchni czynnej $0,022 \text{ m}^2$ lub poprzez infiltrację wokół stolarki okiennej. Powietrze do pomieszczeń bez okien zewnętrznych doprowadzić można przez otwory o sumarycznym przekroju nie mniejszym niż 300 cm^2 . W przypadku gdy powietrze doprowadzane jest kanałem, jego pole przekroju należy zwiększyć o 10-30%. Przy kanałach dłuższych przekrój należy zwiększyć jeszcze bardziej - dla kanału o długości 10 m przekrój powinien wynosić 300 cm^2 . Odprowadzanie powietrza wentylacyjnego z kuchni, łazienek i ubikacji, jak i pomocniczych pomieszczeń bezokiennych, powinno być zapewnione przez otwory wywiewne

usytuowane w górnej części ściany (odległość górnej krawędzi kratki od sufitu nie może przekraczać 0,15 m) i przyłączone do pionowych przewodów wentylacyjnych. Kratki wentylacyjne zamykające wloty do przewodów wentylacyjnych powinny mieć powierzchnię czynną o 50% większą od przekroju przewodu wentylacyjnego.

4.7.3. Wentylacja w kotłowniach gazowych

W pomieszczeniach technicznych niebędących kotłowniami mogą być zainstalowane urządzenia gazowe wyłącznie o mocy do 58 kW (50 000 kcal/h), pod warunkiem zapewnienia w tym pomieszczeniu prawidłowej wentylacji.

Kotły o mocy ponad 58 kW (50 000 kcal/h) powinny być montowane w kotłowniach, które spełniają wymagania dotyczące odporności pożarowej budynku. Ponieważ kotły wodne są urządzeniami z odprowadzeniem spalin, w pomieszczeniach gdzie są instalowane nie wolno stosować mechanicznej wentylacji wyciągowej. W kotłowniach wyposażonych w tego typu kotły powinna być zapewniona tylko wentylacja grawitacyjna nawiewno-wywiewna.

Kratka nawiewna powinna być zainstalowana nie wyżej niż 0,3 m nad posadzką, a w przypadku kotłowni znajdującej się poniżej poziomu terenu powietrze pobrane z terenu należy sprowadzić kanałem w kształcie litery „Z” na wspomnianą wysokość 0,3 m nad posadzką kotłowni.

Dla kotłowni, w której zamontowane kotły pobierają powietrze do spalania z pomieszczenia, strumień powietrza nawiewnego L wynosi:

$$\begin{aligned} L_n &= L_1 + L^2 \text{ [m}^3\text{/h]} \\ L_1 &= P_1 \times Q, \text{ [m}^3\text{/h]} \\ L_2 &= n \times V, \text{ [m}^3\text{/h]} \end{aligned}$$

gdzie:

L_1 - strumień powietrza niezbędnego do spalania gazu ziemnego [m³/h],

L_2 - strumień powietrza potrzebnego do higienicznego przewietrzania pomieszczenia kotłowni [m³/h],

P_1 - zapotrzebowanie powietrza do spalania 1 m³ gazu, wynikające z równań stechiometrycznych, przy założeniu określonego współczynnika nadmiaru powietrza, np. zapotrzebowanie powietrza do spalania 1 m³ gazu ziemnego dla danej podgrupy, przy założeniu współczynnika nadmiaru $\lambda = 1,15$, wynosi:

- podgrupa E (GZ 50) - $P_a = 10,8 \text{ m}^3 \text{ powietrza/m}^3 \text{ gazu}$,
- podgrupa L_W (GZ 41,5) - $P_a = 9,2 \text{ m}^3 \text{ powietrza/m}^3 \text{ gazu}$,
- podgrupa L_S (GZ 35) - $P = 8,2 \text{ m}^3 \text{ powietrza/m}^3 \text{ gazu}$,

Q - zużycie gazu [mVh],

n - krotność wymiany powietrza w kotłowni, przeciętnie przyjmuje się od 3- do 5-krotnej wymiany powietrza w ciągu godziny [l/h],

V - kubatura pomieszczenia [m³].

Dla obliczonego strumienia powietrza nawiewnego określa się minimalną czynną powierzchnię nawiewu F_c , przy założeniu maksymalnej prędkości powietrza w kratce nawiewnej $w = 1 \text{ m/s}$, następująco:

$$F_c = \frac{L_n}{w} \text{ [m}^2\text{]}$$

Strumień powietrza wywiewnego przyjmuje się równy 50% strumienia powietrza nawiewnego L - dla kotłów pobierających powietrze do spalania z pomieszczenia i 100% tego strumienia - dla kotłów pobierających powietrze z zewnątrz (zamknięta komora spalania).

4.8. Ochrona przeciwpożarowa, ochrona przed wybuchem

W celu uniknięcia pożaru lub wybuchu gazu, czy też chcąc ograniczyć jego skutki, konieczne jest przestrzeganie następujących zasad:

- zachowanie odpowiednich środków ostrożności w przestrzeniach zagrożonych wybuchem,
- wykonywanie przeglądów i remontów urządzeń technologicznych w celu utrzymania ich szczelności,
- stosowanie wentylacji przestrzeni zagrożonych,
- okresowe lub stałe pomiary stężeń czynnika palnego w celu wykrycia ewentualnego niebezpieczeństwa,
- użytkowanie właściwie dobranych urządzeń elektrycznych i ogrzewczych,
- stosowanie skutecznej ochrony odgromowej,
- eliminacja możliwości zaiskrzenia od ładunków elektryczności statycznej podczas prac monterskich na czynnych sieciach i instalacjach gazowych.

Pomieszczenia lub obiekty, których ogrzewanie jest ze względów technologicznych lub z powodu braku stałe przebywającej w nich załogi zbyt wysokie, nie powinny być wyposażone w urządzenia grzewcze. W pozostałych przypadkach należy stosować wyłącznie takie systemy ogrzewania, których elementy grzejne:

- nie dają otwartego płomienia ani iskier,
- nie rozgrzewają się do zbyt wysokiej temperatury.

Najbezpieczniejsze jest centralne ogrzewanie wodne oraz nagrzewnice powietrza z podgrzewaczami wodnymi.

Szczególne zagrożenie w gazownictwie stwarza elektryczność statyczna. Wybuch lub pożar inicjowany wyładowaniami elektrostatycznymi jest możliwy przy jednoczesnym spełnieniu następujących warunków:

- w powietrzu znajdują się palne gazy, pary lub pyły o stężeniu mieszczącym się w granicach wybuchowości,
- prąd generowania jest większy od prądu rozładowania,
- ładunki elektryczności statycznej stwarzają w obszarze mieszaniny palnej pole elektryczne o napięciu wystarczającym do wyładowania iskrowego,
- energia wyładowania jest wystarczająca do wywołania zapłonu.

Aby zapobiec zapłonowi należy dążyć do eliminacji dwóch z wymienionych warunków. Środki walki z zagrożeniem w strefach zagrożonych wybuchem polegają na zmniejszeniu prądu generowania, uziemieniu elektryzujących się części maszyn i aparatury wykonanej z metalu, stosowaniu uziemionych siatek metalowych montowanych na drodze przepływu elektryzujących się substancji nieprzewodzących prądu (gazów, par cieczy itp.), mostkowaniu oddzielnych części sieci i instalacji,

nawilżaniu powietrza w miejscach powstawania ładunków elektrostatycznych, stosowaniu atmosfery ochronnej itp.

4.9. Wymagania budowlane

Pomieszczenia, które są zagrożone wybuchem, powinny być oddzielone od innych szczelną ścianą bez otworów (lub z otworami odpowiednio uszczelnionymi), odporną na parcie o wartości min. 15 kPa. Ściana ta powinna być wykonana w następujący sposób:

- w budynkach, jako murowana na pełne spoiny, o grubości min. 0,24 m, obustronnie tynkowana,
- w innych obiektach, jako murowana lub inna niepalna o odporności ogniowej min. 1 godzina.

W ścianie budynku może być zamontowane gazoszczelne, nieotwierane okno o powierzchni do 2 m², z podwójnym oszkleniem zabezpieczonym elastycznymi uszczelkami lub z wentylowaną przestrzenią pomiędzy szybami.

Drzwi od pomieszczeń zagrożonych wybuchem powinny otwierać się na zewnątrz i prowadzić bezpośrednio do przestrzeni zewnętrznej, a jeżeli to niemożliwe, pomiędzy pomieszczeniem zagrożonym wybuchem i pomieszczeniem niezagrażonym powinny być zamontowane drzwi podwójne, wyposażone w urządzenia samozamykające i umożliwiające otwieranie na przemian jednych lub drugich drzwi. W wielokondygnacyjnych budynkach pomieszczenia zagrożone wybuchem należy lokalizować tylko na najwyższej kondygnacji lub ostatecznie jako pomieszczenia narożne. Zabronione jest natomiast ich lokalizowanie w piwnicach i pod pomieszczeniami przeznaczonymi na pobyt stały.

4.10. Oddziaływanie promieniowania ciepłego na ludzi i otoczenie

Jednym z istotnych problemów dotyczących bezpieczeństwa jest wpływ oddziaływania promieniowania ciepłego pochodzącego od płomieni na ludzi i struktury budowlane. Skutki oddziaływania zależą przede wszystkim od mocy strumienia ciepłego oraz od czasu „naświetlania”. W tabeli 4.12 przedstawiono orientacyjny efekt intensywności oddziaływania promieniowania ciepłego na rodzaj oparzeń mogących wystąpić u człowieka.

Tab. 4.12. Rodzaje oparzeń wywołane promieniowaniem cieplnym

Natężenie promieniowania termicznego [kW/m ²]	Czas promieniowania, po którym zaczyna się odczuwać ból [s]	Czas promieniowania, po którym pojawiają się oparzenia II stopnia [s]
1	115	663
2	45	187
3	27	92
4	18	57
5	13	40
6	11	30
8	7	20
10	5	14
12	4	11

Źródło: Raport Federal Emergency Management Agency, USA (FEMA 1990)

Dane zawarte w tabelach mogą być przydatne np. przy wyborze poziomów oceny zagrożenia, gdy dokonujemy analizy lokalizacji projektowanych obiektów. W tabeli 4.13 określono maksymalne, krytyczne wielkości natężenia promieniowania termicznego na pracownika, pochodzące od pojedynczego źródła ognia.

Tab. 4.13. Dopuszczalny poziom ekspozycji pracownika na promieniowanie cieplne

Natężenie promieniowania termicznego [kW/m ²]	Ekspozycja na promieniowanie w miejscu przebywania (pracy)
1,6	w każdym miejscu, gdzie pracownicy mogą być stale narażeni na promieniowanie
4,7	w miejscach, w których może zaistnieć konieczność działań interwencyjnych trwających kilka minut przez personel wyposażony w odpowiednią odzież ochronną
6,3	na obszarach, gdzie w sytuacjach krytycznych trwających do 1 minuty może zaistnieć konieczność działań interwencyjnych przez personel bez osłony, lecz wyposażony w odpowiednią odzież ochronną

Tabela 4.14 przedstawia skumulowaną ilość ciepła otrzymaną w danym czasie. Na przykład, poziom ekspozycji na strumień w ilości 5 kW/m² przez 30 sekund odpowiada termicznie dawce 150 kJ/m² i może spowodować oparzenia drugiego stopnia.

Tab. 4.14. Efekt oddziaływania na człowieka określonej skumulowanej dawki promieniowania cieplnego

Wielkość dawki promieniowania [kJ/m ²]	Efekt oddziaływania na człowieka
40	Próg bólu
100	Oparzenia pierwszego stopnia
150	Oparzenia drugiego stopnia
250	Oparzenia trzeciego stopnia (śmiertelność - 1%)
500	Oparzenia trzeciego stopnia (śmiertelność - 50%)
1200	Oparzenia trzeciego stopnia (śmiertelność - 99%)

Oprócz czasu i natężenia promieniowania, do czynników mogących silnie wpłynąć na zakres szkód spowodowanych przez promieniowanie termiczne należą także:

- ochrona zapewniona przez odpowiednie budowle,
- ochrona zapewniona przez ubrania specjalne,
- udział promieniowania słonecznego w łącznej ekspozycji,
- podatność poszczególnych narażonych na promieniowanie,
- indywidualne predyspozycje na działanie zapobiegawcze i ochronne.

Tak jak we wszystkich innych działaniach związanych z oceną zagrożenia, promieniowanie cieplne dotyczyć musi wybranego charakteru:

- 1) potencjalnie narażonych populacji,
- 2) potencjalnych zdarzeń i źródeł ognia.

Na przykład tzw. dopuszczalne poziomy mogą być inaczej definiowane dla:

- pracowników zakładu przemysłowego, którzy noszą odzież ochronną,
- obszarów, w których ludzie z reguły nie są obecni, ale mogą mieć do nich dostęp,
- wrażliwych grup ludności, takich jak osoby starsze.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

Polskie wytyczne dotyczące zasad bezpieczeństwa w związku z promieniowaniem cieplnym zawarte są w normie PN-EN 13645:2008P. Podane są w nich zalecane wartości maksymalnego wypadkowego natężenia promieniowania, z wyjątkiem promieniowania słonecznego

Tab. 4.15. Natężenie promieniowania cieplnego w zależności od strefy przebywania - poza terenem instalacji

Obszar przyległy do danego obrzeża terenu	Maksymalna wartość promieniowania cieplnego [kW/m ²]
Obszar odosobniony - strefa uczęszczana tylko okazynie przez małą liczbę osób	13
Obszar pośredni - strefa nieodosobniona i niekrytyczna (najczęstszy przypadek)	5
Obszar krytyczny - miejsce utrudnione lub niebezpieczne dla ewakuacji w krótkim czasie itp. lub strefa, w której nie ma zakazu poruszania się osób trzecich	1,5

Źródło: PN-EN 13645:2008P

W normie podane są również zalecenia dla projektantów w przypadku punktowego źródła promieniowania. Projektant powinien upewnić się, czy w obrębie instalacji natężenie promieniowania (w tym słonecznego) nie przekracza (w warunkach normalnych) 1,5 kW/m² na obszarach krytycznych. W warunkach normalnych na obszarach odosobnionych natężenie promieniowania cieplnego nie powinno przekroczyć 3 kW/m² i mniej niż 1,5 kW/m² na obszarach pośrednich lub krytycznych.

Pytania: (odpowiedzi na str. 207-210)

- 4.1. Co to jest wybuch?
- 4.2. Co nazywamy mieszaniną wybuchową?
- 4.3. Co to jest górna i dolna granica wybuchowości?
- 4.4. Jakie czynniki mogą mieć wpływ na zmianę granic wybuchowości?
- 4.5. W jaki sposób można wywołać zapłon mieszaniny wybuchowej?
- 4.6. Co może bezpośrednio spowodować zapłon (inicjację wybuchu) mieszaniny wybuchowej?
- 4.7. W jaki sposób określa się dynamikę wybuchu mieszanin gazowych?
- 4.8. Na czym polega detonacja?
- 4.9. Ile wynosi minimalna ilość wody wymagana do celów przeciwpożarowych do zewnętrznego gaszenia pożaru dla stacji paliw i stacji gazu płynnego oraz stacji gazu ziemnego?
- 4.10. Kiedy pomieszczenie należy uznać za zagrożone wybuchem?
- 4.11. Od czego zależy zasięg strefy zagrożenia wybuchem?
- 4.12. Podaj klasyfikację stref zagrożenia wybuchem.
- 4.13. Wymień najczęściej spotykane w gazownictwie źródła emisji gazu.
- 4.14. Jakie znasz kategorie wentylacji pomieszczeń?
- 4.15. Podaj, jakie są wymogi bezpieczeństwa, które powinny spełniać kanały i przewody wentylacyjne?
- 4.16. Wymień czynniki mające wpływ na zakres szkód spowodowanych przez promieniowanie termiczne.

5. Bezpieczeństwo i potencjalne zagrożenia ze strony LNG

LNG jest to skroplony gaz ziemny. Dla właściwego przewidzenia potencjalnego zagrożenia ze strony LNG należy w pierwszej kolejności dokładnie poznać jego właściwości fizykochemiczne oraz warunki, w których te zagrożenia występują. Oczyszczony i osuszony gaz ziemny zostaje skroplony i w stanie ciekłym w temperaturze około -162°C gotowy jest do magazynowania i transportu. Ze względu na niską temperaturę zasadniczo LNG nie jest magazynowany pod ciśnieniem. Opary uwalniane ze skroplonego gazu w czasie jego regazyfikacji do fazy gazowej, jeśli nie zostaną prawidłowo i bezpiecznie zagospodarowane, mogą stanowić podstawę do utworzenia mieszaniny wybuchowej. Potencjalne zagrożenia pożarowo-wybuchowe związane z transportem, magazynowaniem, czy też stosowaniem LNG wynikają głównie z trzech właściwości tej substancji, a w szczególności:

- przy ciśnieniu atmosferycznym, w zależności od składu, LNG ma temperaturę wrzenia około -162°C . W tej temperaturze pary LNG są znacznie cięższe od powietrza,
- niewielkie ilości fazy ciekłej LNG ulegają przemianie w chmurę gazu o dużej objętości. Jedna jednostka objętościowa fazy ciekłej LNG wytwarza około 600 jednostek objętościowych gazu,
- gaz ziemny, podobnie jak inne gazy węglowodorowe jest gazem palnym, a więc tworzy z powietrzem mieszaninę wybuchową.

W pierwszym etapie gaz uwalniający się podczas gwałtownego parowania LNG ma prawie tę samą temperaturę jak na początku (temperatura skroplenia), a jego gęstość względna jest większa od gęstości powietrza. Podczas rozprzestrzeniania gaz ten kumuluje się tuż nad powierzchnią gruntu. Następnie, w wyniku wzrostu temperatury do wartości ok. -108°C i wyższej, staje się on lżejszy od powietrza. W przypadku wycieku LNG z urządzeń ciśnieniowych lub rurociągów będzie się on uwalniał strumieniowo do atmosfery. Proces ten związany jest z intensywnym fizycznym mieszaniem się LNG z powietrzem. Wówczas duża część LNG będzie się zawierała w uwolnionej chmurze, początkowo w postaci aerozolu. Następnie w wyniku procesu mieszania z powietrzem nastąpi jego stopniowe ulotnienie.

LNG jest płynem kriogenicznym, nietoksycznym i nieżrącym, który przesyłany jest i przechowywany w warunkach ciśnienia atmosferycznego. Te same własności skroplonego gazu, które czynią go tak korzystnym w transporcie, sprawiają, że stosowanie technologii LNG niesie ze sobą pewne potencjalne zagrożenia, związane głównie z odparowaniem metanu.

5.1. Rodzaje zagrożeń LNG

Potencjalne zagrożenia ze strony LNG wynikają przede wszystkim z podstawowych właściwości gazu ziemnego.

5.1.1. Chmury (obłoki) par LNG

Skroplony gaz ziemny, ze względu na bardzo niską temperaturę, jest transportowany, a następnie magazynowany w specjalnych zbiornikach kriogenicznych. Pomimo że zarówno zbiorniki gazowców, zbiorniki magazynowe, jak i prawie całe wyposażenie terminali przeładunkowych są bardzo dobrze

izolowane cieplnie, zawsze pewna ilość ciepła wnika do LNG. Ciepło wnikające do skroplonego gazu ziemnego powoduje jego ogrzanie, a w konsekwencji odparowanie. Początkowo gaz jest zimniejszy i cięższy od powietrza otoczenia. Tworzy się chmura - opary nad powierzchnią wylanej cieczy. Uwolniona chmura LNG rozprzestrzeniając się tuż nad poziomem gruntu, gdy znajdzie na swej drodze efektywne źródło zapłonu, może dojść do spalania typu UVCE (ang. *Unconfined Vapor Cloud Explosion*), czyli tzw. wybuchu chmury par w przestrzeni nieograniczonej.

Stężenie gazu ziemnego w chmurze uwolnionego LNG jest znacznie zróżnicowane, począwszy od wysokich wartości występujących w centrum chmury oraz tuż nad poziomem gruntu (stężenie sięgające nawet ok. 100%), aż do bardzo niskich na obrzeżach chmury. Szczytowa wartość stężenia gazu ziemnego w chmurze zależy głównie od całkowitej objętości powietrza zmieszanego z gazem oraz szybkości mieszania. Fizyczny rozmiar zasięgu uwolnionej chmury LNG będzie w dużej mierze uzależniony od masy LNG, czasu dyfuzji oraz warunków atmosferycznych. W początkowych fazach dyspersji LNG większość objętości chmury zawierała będzie stężenie gazu wyższe niż GGW. Jednakże na obrzeżach chmury może pojawić się przestrzeń, w której stężenie to zawierało się będzie pomiędzy DGW a GGW, tworząc tym samym atmosferę wybuchową. Dlatego też można stwierdzić, że w początkowej fazie wycieku powstała mieszanina gazowo* powietrzna stwarzać może zagrożenie wybuchem. W momencie odparowania całej ilości LNG stężenie gazu w chmurze stopniowo będzie ulegało obniżaniu, schodząc po pewnym czasie poniżej granicznej wartości DGW, a więc nie stwarzając już zagrożenia. W uwolnionej chmurze LNG na przestrzeni otwartej (brak ograniczeń w postaci ścianek, np. zbiornika, obniża maksymalne ciśnienie wybuchu oraz przyspiesza jego spadek), gaz palny spala się wolno, generując tym samym niskie nadciśnienia o wartości mniejszej niż 5 kPa. Wyższe wartości nadciśnień generowane przez wybuch chmury LNG mogą pojawić się w rejonach o dużym stopniu zagęszczenia konstrukcji budowlanych czy instalacji procesowych lub w przestrzeniach ograniczonych, co m.in. związane jest ze zwiększonym stopniem turbulencji.

Jako gaz rozgrzewa się, miesza się z otaczającym powietrzem i zaczyna się rozchodzić. Chmura oparów zapala się tylko wtedy, gdy napotka źródła zapłonu skoncentrowane w ramach jego zakresu

5.1.2. Rozwarstwienie skroplonego gazu ziemnego w zbiorniku

Podczas procesu przygotowania gazu ziemnego do skraplania dwutlenek węgla, para wodna oraz cięższe węglowodory są w dużej mierze usuwane. Powstały w ten sposób produkt, czyli LNG, ze względu na swoje własności fizyczne, a w szczególności dużą wrażliwość na zmiany temperatury, jest bardzo niestabilny. Do czynników wpływających na tę niestabilność podczas magazynowania gazu w postaci skroplonej zaliczyć można:

- magazynowanie LNG przez długi okres czasu, co może mieć miejsce np. w przypadku stosowania skroplonego gazu do pokrywania sezonowych nierównomierności pobrań gazu,
- wahania jakości składowanego LNG,
- cykliczne procesy wpompowywania i odpompowywania skroplonego gazu,
- dużą zawartość azotu w składowanym LNG.

Każdy z tych czynników może w pewnym stopniu przyczynić się do powstania zjawiska określanego jako rozwarstwienie skroplonego gazu ziemnego w zbiorniku (ang. *rollover*). Przez zjawisko to należy rozumieć bardzo gwałtowne odparowanie metanu ze zbiornika magazynowego LNG, wywołane rozwarstwieniem cieczy wewnątrz tego zbiornika. Ryzyko zaistnienia rozwarstwienia płynu kriogenicznego pojawia się wtedy, kiedy dwie odrębne warstwy o różnych gęstościach (różnice w gęstościach wynikają z różnic w składach LNG) znajdują się w jednym zbiorniku.

Ciecz w górnej, lżejszej warstwie ogrzewa się na skutek dopływu ciepła ze środowiska zewnętrznego, a następnie wędrując ku powierzchni ulega odparowaniu. W pierwszej kolejności, jako bardziej lotne, odparowują węglowodory lekkie, pociągając za sobą zmiany w całkowitym składzie tej warstwy. Przy dłuższym „ogrzewaniu” zmiany składu pociągają za sobą znaczące zmiany w gęstości mieszaniny. Górna warstwa staje się coraz cięższa. Ciecz w dolnej warstwie, również ogrzewana, w wyniku rozszerzalności cieplnej wędruje w kierunku „linii rozdziału”. Nie ulega jednak odparowaniu ze względu na ciśnienie hydrostatyczne wywierane przez górną warstwę. W wyniku tego dolna warstwa staje się coraz cieplejsza i lżejsza. W przypadku kiedy gęstości obu warstw przyjmą podobne wartości, dochodzi do ich gwałtownego wymieszania się. W momencie kiedy dolna przegrzana warstwa wydostanie się na powierzchnię, skutkuje to bardzo gwałtownym i intensywnym odparowaniem dużej ilości metanu. Zjawisko to określane jest jako „rollover”. Maksymalna wartość odparowania wywołanego tym zjawiskiem może nawet 20-krotnie przewyższać standardowe wielkości odparowania metanu ze zbiorników LNG.

Główne zagrożenia wynikające z wystąpienia zjawiska „rollover-u” to odparowanie bardzo dużych ilości metanu, co prowadzi do powstania nadciśnienia w zbiorniku magazynowym. Ponadto istnieje także zagrożenie, że system odprowadzający pary metanu nie jest technicznie przygotowany do radzenia sobie z tak gwałtownymi i intensywnymi procesami odparowania. Omawiane zjawisko, jak już wspomniano wcześniej, jest wynikiem rozwarstwienia płynu w zbiorniku. Rozdzielenie cieczy na dwie warstwy różniące się gęstością może być wynikiem ponownego napełniania zbiornika bądź też dużej zawartości azotu.

Azot jest najbardziej lotnym składnikiem skroplonego gazu ziemnego. W przypadku kiedy jego zawartość w magazynowanym LNG przekracza 1% całkowitego składu, może on zaburzyć równowagę cieczy w zbiorniku. Odparowujący azot wpływa dość znacząco na obniżenie średniej gęstości cieczy pozostałej w zbiorniku. Z kolei metan odparowujący z mieszaniny niezawierającej azotu nie powoduje większych zmian jej gęstości, wpływając jedynie nieznacznie na podwyższenie temperatury punktu pęcherzyków. Różnice w gęstości spowodowane odparowaniem azotu mogą doprowadzić do rozwarstwienia cieczy w zbiorniku.

Rozwarstwienie wywołane ponownym napełnianiem zbiornika występuje, kiedy:

- dodawany skroplony gaz ma gęstość mniejszą niż LNG zgromadzony w zbiorniku, zaś zbiornik jest napełniany od góry,
- gęstość skroplonego gazu wchodzącego do zbiornika jest większa niż gęstość płynu wewnątrz, zaś napełnianie odbywa się od dna zbiornika.

Jest kilka sposobów ograniczenia prawdopodobieństwa wystąpienia zjawiska „rollover”. Jednym z nich, bardzo często stosowanym w praktyce, jest odpowiednie napełnianie zbiorników. W przypadku kiedy transferuje się produkt o gęstości różnej od gęstości płynu zgromadzonego w zbiorniku, zaleca się, aby „lekki” LNG wprowadzać od dołu, zaś „cięższy” od góry. Taka procedura powoduje naturalne wymieszanie się obu warstw. Kolejnym ważnym czynnikiem jest ograniczenie wszelkich dopływów ciepła podczas transferu LNG z metanowców do zbiorników magazynowych. Czasem zalecane jest nawet powtórne przeprowadzenie procesu skraplania (cieczy wraz z parami) przed wprowadzeniem płynu do zbiornika. W rezultacie otrzymuje się produkt, który jest dużo bardziej jednorodny i stabilny. Kolejnym możliwym rozwiązaniem jest ciągła praca pomp recyrkulacyjnych. Każdy zbiornik jest wyposażony w takie pompy, jednak ze względu na dość duże koszty związane z ich pracą, ich użycie jest ograniczane do minimum. W celu odpowiednio wczesnego wykrycia zagrożenia związanego ze zjawiskiem rozwarstwienia cieczy i ewentualnego gwałtownego odparowania większość zbiorników wyposażona jest w precyzyjne czujniki rejestrujące gęstość i temperaturę płynu z głębokością. Dzięki temu można dość dokładnie opisywać, co dzieje się w zbiorniku i odpowiednio reagować na wszelkie sygnały zagrożenia.

5.1.3. Gwałtowne odparowanie LNG

Prawdopodobnie najważniejszym czynnikiem mającym wpływ na bezpieczeństwo podczas transportu skroplonego gazu ziemnego metanowcami jest, w przypadku niekontrolowanych wycieków LNG na powierzchnię wody, możliwość wystąpienia zjawiska znanego jako gwałtowne odparowywanie LNG (*ang. Rapid Phase Transition (RPT)*). Zjawisko RPT można opisać jako bardzo gwałtowne odparowanie LNG na skutek dostarczenia dużej ilości ciepła pochodzącego z wody, na którą wypływ ma miejsce, bądź z którą kontaktuje się skroplony gaz ziemny w izolowanym cieplnie zbiorniku. Ze względu na fakt, że odparowanie odbywa się bardzo intensywnie, powstaje lokalna strefa nadciśnienia, czasem określana mianem eksplozji fizycznej.

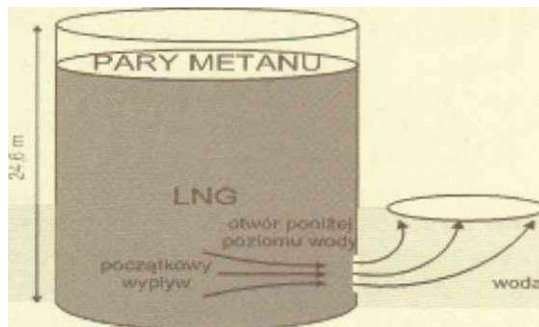
Wypływ skroplonego gazu ziemnego z gazowca bądź ze zbiornika magazynowego nad powierzchnią wody skutkuje powstaniem tzw. rozpląwu. Zjawisko RPT może mieć miejsce zarówno podczas samego rozpląwu cieczy, jak i bezpośrednio po nim. Potencjalne niebezpieczeństwo wystąpienia tego zjawiska jest dość znaczące, ale należy jednocześnie zauważyć, że ma ono charakter jedynie lokalny (strefa rozpląwu i jej bezpośrednie sąsiedztwo).

Rozważyć można trzy przypadki powstawania zjawiska RPT przy wyciekach LNG z metanowców:

- wyciek skroplonego gazu ziemnego nad zbiornikiem wodnym przez duży otwór zlokalizowany powyżej poziomu wody,
- wypływ skroplonego gazu ziemnego do zbiornika wodnego przez duży otwór zlokalizowany poniżej poziomu wody,
- dopływ wody do częściowo napełnionego zbiornika gazowca przez duży otwór zlokalizowany poniżej linii wody, ale powyżej poziomu napełnienia zbiornika.

W tym przypadku zakłada się, że zbiornik jest prawie całkowicie napełniony skroplonym gazem ziemnym (98%), zaś otwór, przez który następuje wypływ na powierzchnię wody, zlokalizowany jest

powyżej poziomu wody. Zjawisko RPT dla tego scenariusza ma miejsce bardzo blisko punktu wypływu, zaś potencjalne uszkodzenia dotyczą bardziej kadłuba metanowca, a nie samego zbiornika. Rozpływ powstaje w bezpośrednim sąsiedztwie tankowca.



Rys. 5.3. Powstawanie zjawiska RPT przy wyciekach LNG z metanowców. Otwór poniżej poziomu wody (rys. R. Sedlaczek)

W tej sytuacji przyjmuje się, że zbiornik jest prawie całkowicie napełniony skroplonym gazem ziemnym (98%), zaś otwór, przez który następuje wypływ, zlokalizowany jest poniżej poziomu wody. Początkowo wypływ skroplonego gazu ziemnego wymuszany jest wyższym ciśnieniem hydrostatycznym słupa LNG od ciśnienia hydrostatycznego wody otaczającej zbiornik. Zjawisko RPT dla tego scenariusza ma miejsce bardzo blisko punktu wypływu, zaś potencjalne uszkodzenia dotyczą bardziej kadłuba metanowca, a nie samego zbiornika. Wypływ trwa do momentu, aż ciśnienie w zbiorniku i ciśnienie otaczającej go wody wyrównają się. Od tego momentu mechanizm przepływu grawitacyjnego będzie powodował dopływ małych ilości wody do wnętrza zbiornika i usuwanie z niego pewnej ilości LNG. Dodatkowo zwiększająca się w zbiorniku ilość par LNG, będzie powodować zwiększanie ciśnienia wewnątrz zbiornika, zaś to będzie hamować dopływ wody. Taka niestabilna równowaga może trwać bardzo długo

W tym przypadku przyjmuje się, że zbiornik jest jedynie częściowo napełniony skroplonym gazem ziemnym (25%), zaś otwór, przez który następuje wypływ, zlokalizowany jest poniżej poziomu wody, ale powyżej poziomu napełnienia zbiornika, jak zostało to przedstawione na rys. 5.4. Jeśli otwór, przez który następuje dopływ wody, jest wystarczająco duży, możliwe jest, że dopływie wystarczająco duża ilość wody, która po wymieszaniu z LNG spowoduje powstanie zjawiska RPT wewnątrz zbiornika. Wartość nadciśnienia powstałego w wyniku zjawiska RPT wewnątrz zbiornika może osiągnąć wartość rzędu 3,6 MPa. Takie nadciśnienie może spowodować znaczne uszkodzenia wewnętrznych ścian zbiornika. Dodatkowo niemal natychmiastowe odparowanie dużej ilości gazu ziemnego może spowodować wzrost ciśnienia w zbiorniku niemal do wartości granicznej. Żeby dopływ wody ustalił wartość ciśnienia w zbiorniku, musi on wyrównywać nadwyżkę ciśnienia spowodowaną różnicą w poziomach cieczy w i na zewnątrz zbiornika. Pamiętać jednak należy, że chociaż scenariusz ten wydaje się spowodować największe hipotetycznie uszkodzenia, jest możliwy jedynie, kiedy zbiorniki tankowca są prawie puste.

Zjawisko RPT, jak już wspomniano wcześniej, nazywane jest czasem eksplozją fizyczną. Ten typ eksplozji nie wymaga ani spalania, ani żadnej reakcji chemicznej do wytworzenia pracy mechanicznej. Zamiast tego energia wybuchu powstaje kosztem bardzo gwałtownego rozprężania się

stabilnego układu o bardzo wysokim ciśnieniu do dużo niższego ciśnienia otoczenia. Wartość ta jest wielokrotnie mniejsza od energii (odniesionej do jednostkowej masy), jaka powstaje w wyniku spalania metanu. Najbardziej realne zagrożenie jest wtedy, gdy do zjawiska RPT dochodzi w zamkniętej przestrzeni, jak np. we wnętrzu zbiornika tankowca. Przypadek taki jest jednak bardzo mało prawdopodobny w praktyce. Z tego względu zjawisko RPT jest często traktowane jedynie jako hipotetyczne zagrożenie i w wielu analizach zaniedbywane.

5.1.4. BLEVE

BLEVE (z ang. *Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion*) - wybuch spowodowany wyzwoleniem energii związanym z gwałtownym odparowaniem cieczy, palnej lub nie, w momencie jej nagłego uwolnienia ze zbiornika, w którym ciecz ta znajdowała się pod ciśnieniem wyższym od atmosferycznego i w temperaturze przekraczającej jej temperaturę wrzenia pod ciśnieniem atmosferycznym. BLEVE jest zjawiskiem związanym najczęściej z niewydolnością ciśnieniowych zaworów odpowietrzających, zbiorników zawierających LNG o temperaturze przekraczającej jego temperaturę wrzenia. W wyniku tego może nastąpić wzrost ciśnienia i temperatury poduszki gazowej w zbiorniku, a następnie uszkodzenie zbiornika i gwałtowny wpływ gazu.

Jeżeli zbiornik zawierający przegrzaną wrzącą ciecz pod ciśnieniem zostaje nagle uszkodzony, odparowywany gaz ma kilka razy większą objętość niż objętość cieczy. Powstały wzrost ciśnienia prowadzi do generowania fali ciśnienia wybuchowego (wybuch fizyczny) i pochodzi wyłącznie z adiabaticznego rozprężania pary (gazu). Tak więc główną przyczyną BLEVE jest gwałtowne adiabaticzne odparowanie cieczy (w tym przypadku LNG).

5.1.5. Uderzenie hydrauliczne

Uderzeniem hydraulicznym nazywa się gwałtowną zmianę ciśnienia w rurociągu transportującym płyn nieściśliwy (np. LNG) w wyniku gwałtownej zmiany prędkości przepływu płynu przez ten przewód, np. spowodowanej nagłym otwarciem lub zamknięciem zaworu, urządzenia regulującego przepływ, wyłączeniem pompy itp. W przypadku zamknięcia dochodzi do bardzo znacznego podwyższenia ciśnienia wskutek szybkiego zmniejszenia prędkości przepływu w przewodzie rurowym, czyli następuje zamiana energii kinetycznej strumienia na energię ciśnienia. Część energii zostaje zabiorbowana przez rurociąg. Takie uderzenie hydrauliczne charakteryzujące się znacznym podwyższeniem wartości ciśnienia nazywa się uderzeniem dodatnim.

Wielkość uderzenia hydraulicznego zależy od: masy cieczy (długości i średnicy rurociągu, rodzaju cieczy - składu LNG), prędkości przepływu oraz materiału i grubości ścianek rur. Uderzenie hydrauliczne może mieć również miejsce przy szybkim otwarciu zaworu w przewodzie. W tym przypadku następuje znaczny spadek ciśnienia w przewodzie wskutek szybkiego zwiększania się prędkości przepływu. Następuje zamiana energii ciśnienia na energię kinetyczną strumienia. Uderzenie hydrauliczne charakteryzujące się nagłym zmniejszeniem ciśnienia nosi nazwę *uderzenia ujemnego*. Podwyższenie lub obniżenie ciśnienia w przewodzie podczas uderzenia hydraulicznego

jest ściśle związane z bezwładnością masy cieczy przepływającej przez ten przewód. Jak wiadomo LNG jest cieczą, dla której istnieje bezpośrednia zależność pomiędzy ciśnieniem, temperaturą i zmianą stanu skupienia (odparowaniem), tak więc uderzenie hydrauliczne może być przyczyną awarii oraz znacznych szkód w systemie rurociągów procesowych. Płynąca przez przewód masa cieczy (LNG) z chwilą zamknięcia zaworu nie zostaje od razu zahamowana. Najpierw zostaje zatrzymana masa cieczy zawarta w warstwie bezpośrednio przylegającej do zaworu. Następnie zatrzymują się dalsze warstwy, naciskając na warstwy cieczy' poprzednio zahamowane. Wskutek zahamowania ruchu warstw cieczy następuje podwyższenie ciśnienia o wielkość A_p , ponieważ energia kinetyczna zostaje zamieniona na energię potencjalną. Z powodu stopniowego zatrzymania cieczy wzrost ciśnienia rozprzestrzenia się wzdłuż osi przewodu rurowego z dużą prędkością, powodując rozszerzenie ścianek rury.

Prędkość rozprzestrzeniania sprężystych deformacji cieczy nazywa się prędkością rozprzestrzeniania fali uderzeniowej. Ponieważ w tym momencie ciśnienie na początku rurociągu będzie mniejsze od ciśnienia przy zaworze, to ciecz zacznie przepływać w tym kierunku, co z kolei spowoduje po pewnym czasie obniżenie ciśnienia przy zaworze. Zjawisko to, przenoszące się od warstwy do warstwy i postępujące w kierunku zaworu, nazywa się powrotną lub odbitą falą uderzeniową.

Również po drugiej stronie zamkniętego zaworu powstać może „pusta objętość” pomiędzy zaworem a przemieszczającą się cieczą. Jeżeli przemieszczającą się cieczą jest skroplony gaz, wówczas ta wolna przestrzeń wypełniona jest gazem w fazie lotnej. Poduszka gazowa schładza się, a jej ciśnienie rośnie, by w końcowej fazie nagle zaniknąć wyzwalając kolejną porcję energii. Nastąpi obniżenie ciśnienia przy zaworze i powstanie fali powrotnej. Aby zapobiegać niepożądanym zjawiskom falowym powstającym podczas uderzenia hydraulicznego, należy dążyć do zmniejszenia długości przewodu, wydłużenia czasu zamykania (otwierania) zaworu oraz zainstalować odpowiednie zawory bezpieczeństwa w systemie.

5.2. Odparowanie metanu – etap rozładunku

Głównymi czynnikami mogącymi wpływać na ilość generowanego metanu w czasie rozładunku są:

- różnica w ciśnieniach roboczych pomiędzy zbiornikami na statkach a zbiornikami magazynowymi,
- energia cieplna przekazywana przez pompy przeładunkowe,
- wnikiwanie ciepła przez rury i wszelką armaturę,
- wnikiwanie ciepła do zbiorników tankowców,
- pary powracające do zbiorników tankowców.

5.2.1. Różnica ciśnień roboczych

Nawet niewielkie różnice ciśnień roboczych, pod którymi przechowywany jest LNG, pomiędzy zbiornikami na tankowcach a zbiornikami magazynowymi mogą w znaczący sposób wpływać na ilość generowanego metanu. Ciśnienie absolutne w zbiornikach na statkach osiąga wartości od 1,06 do 1,08 bar. Skroplony gaz ziemny zgromadzony w takim zbiorniku utrzymuje stałą temperaturę

skorelowaną z ciśnieniem wewnątrz zbiornika. Każdy przyrost ciśnienia o 0,01 bara spowoduje wzrost temperatury o ok. 0,1 °C. Jeżeli zatem np. ciśnienie absolutne w zbiorniku metanowca będzie wynosiło 1,06 bar, a ciśnienie w zbiorniku magazynowym 1,05 bar, LNG pochodzące ze zbiornika tankowca będzie miało temperaturę o ok. 0,1 °C wyższą od LNG w zbiorniku magazynowym. W celu dostosowania się do nowych warunków należy obniżyć temperaturę LNG ze statku przez odparowanie pewnej części magazynowanej cieczy kriogenicznej.

5.2.2. Energia pochodząca od pomp

Bardzo ważnym elementem w systemie dostaw gazu w postaci skroplonej jest jego przepompowanie ze zbiorników metanowców do zbiorników terminalu odbiorczego. Proces ten przebiega przy udziale pomp zlokalizowanych na pokładzie tankowców. Każda taka jednostka wyposażona jest w dwa rodzaje pomp. Są to wysoko wydajne pompy główne, służące do przepompowania LNG do zbiorników magazynowych, oraz mniejsze pompy podtrzymujące niską temperaturę w zbiornikach gazowców. Wydajności tych urządzeń są różne, ale najczęściej wahają się w przedziałach od 1 200 do 1 400 m³/h dla pomp głównych i od 40 do 50 m³/h dla tzw. „spray pumps”.

Całkowita pojemność zbiorników najbardziej typowych metanowców LNG to 130 000 m³. Przepompowanie takiej ilości cieczy wymaga nakładu energii rzędu 3 000 kW. Prawie cała ilość tej energii przechodzi w ciepło i jest absorbowana przez LNG. Taka ilość zaabsorbowanego ciepła powoduje ogrzanie cieczy zgromadzonej w zbiorniku o ok. 0,5°C. Aby utrzymać temperaturę skorelowaną z ciśnieniem w zbiorniku na stałym poziomie, część LNG musi ulec odparowaniu.

5.2.3. Wnikanie ciepła przez rurociąg rozładunkowy

Pod pojęciem rurociągu rozładunkowego rozumieć należy układ dwóch rurociągów łączących strefę rozładunku ze zbiornikiem magazynowym terminalu odbiorczego. W okresie pomiędzy kolejnymi rozładunkami rurociąg ten powinien być utrzymywany w możliwie niskiej temperaturze. Proces rozładunku poprzedza dodatkowe schłodzenie rurociągu. Osiąga się to najczęściej przez przesłanie pewnej niedużej ilości gazów postaci skroplonej do strefy rozładunku jednym rurociągiem i jej powrót do strefy przeróbki gazu drugim rurociągiem. Sama konfiguracja rurociągów może być dwojaka:

- jeden rurociąg większy (32 do 36 cali), którym transportowana jest większość LNG, z niewielką ilością transportowaną tzw. rurociągiem recyrkulacyjnym (10 do 12 cali),
- dwa identyczne rurociągi (24 do 26 cali) o zbliżonych wydatkach.

Rurociąg rozładunkowy jest bardzo dobrze izolowany cieplnie. Wielkości ciepła, jakie wnikają przez powierzchnię takiego rurociągu (w odniesieniu do 1 m²), są bardzo małe. Jednak biorąc pod uwagę jego długość, która niekiedy przekracza kilka kilometrów, okazuje się, że ilość ciepła ma zasadnicze znaczenie. Ilości metanu, który odparowuje w wyniku dopływów ciepła na 1 km długości takiego rurociągu, mogą, zależnie od rodzaju izolacji cieplnej, osiągać wartości od 1 100 do 11 000 kg/h.

5.2.4. Wnikanie ciepła do zbiorników metalowców

Zbiorniki metanowców podczas transportu morskiego również absorbują pewną ilość ciepła ze środowiska zewnętrznego. Pod wpływem tego ciepła dochodzi do odparowania części płynnego gazu. Wielkości odparowania w ciągu jednej doby wahają się zazwyczaj od 0,12 do 0,15% całkowitej zawartości zbiornika. Przykładowo, na tankowcu o pojemności 13 0000 m³ w ciągu jednej doby może ulec odparowaniu ok. 150 do 195 nr^l metanu.

5.2.5. Pary powracające do zbiorników tankowców

Pary powracające do zbiorników metanowców również wpływają na wielkość tzw. odparowanego metanu (*ang. boil off rate*). Podczas rozładunku tankowca w terminalu odbiorczym duże ilości płynnego gazu są wytlaczane z jego zbiorników w bardzo krótkim czasie, co powoduje powstaniem lokalnego podciśnienia. Żeby temu przeciwdziałać i utrzymywać ciśnienie robocze w zbiornikach na stałym poziomie, wytlaczany LNG zastępowany jest przez metan. Część zapotrzebowania na gaz do wypełnienia zbiorników pokrywana jest przez pary, które odparowały podczas podróży, ale pozostałą część należy dostarczyć z zewnątrz. Brakującą ilość gazu dostarcza się z terminalu odbiorczego specjalnym rurociągiem, określanym jako „vapour return line”. W przeciwieństwie do rurociągu rozładunkowego gazociąg ten nie jest utrzymywany w niskiej temperaturze, dlatego przepływający nim gaz, zanim trafi do zbiorników tankowców, jest odpowiednio schładzany.

5.2.6. Eksploatacja rurociągów procesowych

Podczas eksploataowania systemu rurociągów procesowych na terminalu LNG należy pamiętać m.in. o mogących wystąpić następujących zjawiskach:

- istnieje prawdopodobieństwo, że pewna ilość cieczy kriogenicznej (LNG) zostanie uwięziona w jednej z sekcji rurociągu. Wraz ze wzrostem temperatury może przejść ona w fazę gazową i rozprężyć się. Może to spowodować gwałtowny wzrost ciśnienia i być przyczyną np. pęknięcia rurociągu, o ile nie uwzględniono w takich miejscach zabezpieczeń w rodzaju zaworów bezpieczeństwa,
- podczas schładzania rurociągów może nastąpić ich kurczenie się (lub rozszerzanie przy wzroście temperatury). Przeciwdziałać temu mają różnego typu łuki, pętle i ugięcia rur, kompensujące ubytek lub wzrost długości,
- odgałęzienia rurociągów powinny być zaprojektowane nie tylko z uwzględnieniem kompensacji z powodu ich kurczenia się, ale także powinny uwzględniać kompensację oddziaływania głównego przewodu rurowego,

- powinien być również uwzględniany wpływ zmian temperatur w systemie rurociągowym na uchwyty, podpory i połączenia rur,
- należy pamiętać o wymaganiach dotyczących zaworów, połączeń kołnierzowych, śrub i innych elementów łączących, stosowanych w systemach rurociągowych,
- w sytuacjach kiedy system przechodzi z układu kriogenicznego do niekriogenicznego, rurociągi i armatura przeznaczone do pracy w temperaturach kriogenicznych powinny być zaprojektowane znacznie dalej poza punkt, w którym teoretycznie kończy się oddziaływanie niskich temperatur (temperatur kriogenicznych),
- jeżeli połączenia kołnierzowe łączą dwa różne układy w systemie, projekt powinien zakładać jednakowe warunki uwzględniające wspólną dla obu układów minimalną temperaturę.

5.3. Odparowywanie metanu – etap magazynowania

Podstawowymi czynnikami wpływającymi na ilość par metanu, jakie są generowane podczas składowania gazu w postaci skroplonej w zbiornikach terminalu odbiorczego, są:

- ciepło wnikające przez dno, ściany i dach zbiorników magazynowych do ich wnętrza,
- nagłe spadki ciśnienia barometrycznego,
- zjawisko rozwarstwienia cieczy w zbiorniku.

5.3.1. Wnikanie ciepła do wnętrza zbiornika

Ze względu na bardzo niską temperaturę (rzędu -162°C) zbiorniki służące do magazynowania gazu ziemnego w postaci skroplonej są dość specyficznymi konstrukcjami. Najbardziej ogólnie można je podzielić na 3 kategorie: zbiorniki naziemne, częściowo w gruncie i podziemne.

Wnikanie ciepła do zbiorników magazynowych LNG to główny czynnik generujący odparowanie metanu w etapie magazynowania. Aby wyznaczyć przybliżoną wartość wielkości odparowania metanu, konieczna jest termiczna analiza takich zbiorników. Wielkość odparowania metanu w ciągu doby ze zbiornika o pojemności $200\ 000\ \text{m}^3$ waha się w granicach pomiędzy 0,07% a 0,096% jego zawartości.

5.3.2. Nagłe spadki ciśnienia barometrycznego

Gwałtowny spadek ciśnienia barometrycznego może mieć istotny wpływ na zwiększenie odparowania metanu. Zbiorniki do magazynowania LNG operują zwykle przy ciśnieniach bardzo zbliżonych do ciśnienia atmosferycznego. Są to wartości rzędu $1050\text{--}1250$ mbar ciśnienia absolutnego. W przypadku kiedy ciśnienie barometryczne spada, zmniejszeniu ulega również wartość ciśnienia w zbiorniku. Aby dostosować się do nowych warunków panujących w zbiorniku, temperatura ciekłego gazu również musi spaść. Każdy spadek ciśnienia o 10 mbar pociąga za sobą zmianę temperatury o $0,1\ ^{\circ}\text{C}$. Jedynym sposobem obniżenia temperatury w zbiorniku jest odparowanie części LNG. Oczywiście zwiększenie odparowania spowodowane spadkiem ciśnienia barometrycznego ma tym

bardziej istotne znaczenie, im zmiany ciśnienia są bardziej gwałtowne. Dlatego w rejonach, gdzie nagłe zmiany ciśnienia barometrycznego są spodziewane, powinno się podczas projektowania całej infrastruktury utylizacji odparowanego metanu stosować pewne poprawki uwzględniające te zmiany.

5.4. Oddziaływanie LNG na środowisko

W odniesieniu do norm ochrony środowiska wszystkie instalacje gazu płynnego muszą spełniać stosowane przepisy wykonawcze dotyczące powietrza, wody, zdrowia i ochrony środowiska. Propozycja budowy nowej instalacji LNG musi uwzględniać ocenę oddziaływania obiektu w czasie jego późniejszej eksploatacji na środowisko. Przed realizacją projektów budowy instalacji LNG należy przeprowadzić:

- ocenę wymagań lokalizacyjnych,
- analizy skutków oddziaływania na środowisko naturalne oraz badania gruntów,
- analizę projektu procesu technologicznego instalacji,
- oceny ograniczeń operacyjnych i ryzyka związanego z instalacją LNG oraz z jego transportem,
- zgodność transportu LNG z bieżącym i przewidywanym wykorzystaniem dróg wodnych i przyległych terenów,
- oceny potencjalnych zagrożeń dla ludności w pobliżu przyszłych terenów budowy instalacji LNG, ocenę potencjalnych skutków budowy obiektu i operacji na ekosystemy lądowe i wodne.

5.5. Zagospodarowanie oparów

Jak już wspomniano, opary w terminalu powstają zarówno podczas rozładunku statku, jak również w trakcie magazynowania w zbiornikach, a także w rurociągach i w urządzeniach. Współczynnik parowania gazu zależy od grubości i jakości izolacji zbiorników oraz rurociągów przesyłowych, jak również od charakterystyki samego gazu ciekłego. Rozróżnia się kilka sposobów zagospodarowania oparów gazu:

- spalanie w formie pochodni,
- powtórne skraplanie i magazynowanie,
- sprężanie pod wysokim ciśnieniem i wtłaczanie do gazociągu przesyłowego,
- zastosowanie jako paliwa, np. do turbin gazowych itp.

5.6. Wymagania bezpieczeństwa w operacjach LNG

Przemysł LNG podlega w większości tym samym rutynowym zagrożeniom i zasadom bezpieczeństwa, które występują w każdej innej działalności przemysłowej. Aby zmniejszyć możliwość zagrożeń zawodowych oraz zapewnić ochronę ludzi i środowiska naturalnego w najbliższym sąsiedztwie instalacji LNG, muszą funkcjonować różnego typu systemy ograniczania ryzyka. Jak w każdej branży, tak i w przemyśle LNG operatorzy muszą stosować się do wszelkich obowiązujących przepisów krajowych i lokalnych oraz norm i zarządzeń. Oprócz rutynowych przemysłowych zabezpieczeń przed zagrożeniami bezpieczeństwa LNG wprowadza się szczególne

zasady ochrony. W razie przypadkowego uwolnienia LNG strefy bezpieczeństwa wokół obiektu zabezpieczają przed możliwymi zagrożeniami najbliższe zamieszkujące sąsiednie społeczności.

Bezpieczeństwo podlega wielopoziomowej ochronie tworzącej cztery krytyczne obszary bezpieczeństwa, zintegrowane ze standardami branżowymi i przepisami. Cztery wymogi bezpieczeństwa - pierwszy i drugi poziom zabezpieczenia, systemy ochronne i odległości bezpieczne - stosowane są w całym łańcuchu przemysłowym LNG, tj. produkcji, skraplania i transportu morskiego,

5.6.1. Pierwszy poziom zabezpieczenia

Pierwszym i najważniejszym wymogiem bezpieczeństwa jest zapewnienie bezpiecznego zmagazynowania LNG. Jest to osiągnięte przez zastosowanie odpowiednich materiałów do budowy zbiorników i urządzeń, a także wykonanie prawidłowego i odpowiedniego projektu technicznego na każdym etapie technologicznym. Spośród najczęściej stosowanych materiałów wymienić można m.in. austenityczne stale nierdzewne, stopy aluminiowe, stopy niklowe, posiadające odpowiednią wytrzymałość uderzeniową w temperaturach poniżej -60°C . Mogą być stosowane również niektóre materiały polimeryczne, np. teflon i żywice epoksydowe zbrojone włóknem szklanym czy też materiały ceramiczne. Stal, z której wykonuje się zbiorniki wewnętrzne, powinna być odporna na kruche pękanie w niskich temperaturach oraz posiadać zdolność hamowania propagacji pęknięć. Powinna charakteryzować się również niską zawartością fosforu, siarki i węgla dla uniknięcia spadku udarność w strefie wpływu ciepła złącza spawanego. Na podwieszane dachy zbiorników wewnętrznych stosuje się aluminium. Zbiorniki zewnętrzne zbudowane są najczęściej ze stali węglowej lub z betonu sprężonego. Prawidłowy dobór materiałów, a także stosowanie odpowiednich metod ich łączenia, decyduje o bezpiecznej i długotrwałej pracy zbiorników.

Konstrukcje zbiorników LNG są różne w zależności od ich pojemności, ciśnienia roboczego, lokalizacji, przyjętych systemów sterowania i bezpieczeństwa oraz zastosowanych norm określających technologię budowy.

Ogólnie konstrukcja zbiornika przypomina termos posadowiony na płycie fundamentowej odpowiednio zaizolowanej i podgrzewanej. Konstrukcja płyty fundamentowej zbiornika zależy od struktury geologicznej terenu, na którym jest zlokalizowany. Powinien być on wyposażony w system kontroli i zabezpieczeń dla zagwarantowania bezpiecznej ich eksploatacji.

Istotnym elementem konstrukcji zbiornika LNG jest jego izolacja termiczna. Zastosowane materiały izolacyjne powinny zapewniać jak najniższą przewodność termiczną. Dno zbiornika jest izolowane szkłem spienionym (foam-glass). Przestrzeń pomiędzy cylindryczną częścią zbiornika wewnętrznego i zewnętrznego wypełnia się perlitemekspandowanym. Do izolacji dachu zbiornika wewnętrznego stosuje się włókno szklane lub perlit ekspandowany.

5.6.2. Drugi poziom zabezpieczenia

Ten poziom ochrony gwarantuje, że w przypadku wystąpienia nieszczelności lub wycieku LNG nastąpi jego odizolowanie i zabezpieczenie. Na lądzie może to być w postaci np. grobli, wałów ziemnych lub basenów retencyjnych wokół zbiorników o pojemności równej zbiornikowi (zbiornikom)

do wychwytywania produktu w przypadku wycieku. Wysokość wałów towarzyszących instalacjom budowanych po 1980 r. przekracza z reguły 8 m. W niektórych instalacjach zewnętrzny zbiornik otacza właściwy zbiornik wewnętrzny zawierający LNG. Zewnętrzne systemy mają objętość znacznie przekraczającą objętości zbiornika właściwego. Przy takim rozwiązaniu eliminuje się konieczność budowy grobli i wałów.

W sposób najbardziej ogólny zbiorniki magazynowe podzielić można na 3 kategorie: zbiorniki naziemne, częściowo w gruncie i podziemne. Ze względu na konstrukcję w praktyce znalazły zastosowanie następujące typy zbiorników naziemnych:

- zbiornik stalowy bez zewnętrznej obudowy ochronnej (ang. *single containment tanks SCT*) - zewnętrzny płaszcz zbiornika wykonany jest ze stali węglowej, zaś wewnętrzny ze stali niklowej, która nie zmienia swoich własności w niskich temperaturach; zbiornik umieszczony jest w specjalnym wykopie na wypadek wycieku gazu skroplonego,
- zbiornik stalowy z dodatkowym betonowym płaszczem ochronnym (ang. *double containment tanks DCT*) - konstrukcję tę można scharakteryzować krótko jako klasyczny zbiornik SCT otoczony specjalną, otwartą od góry obudową wykonaną ze sprężonego betonu, która ma zapewnić bezpieczne składowanie gazu skroplonego na wypadek awarii zbiornika wewnętrznego,
- zbiornik stalowy z zewnętrznym (szczelnym) płaszczem betonowym (ang. *Juli containment tanks FCT*) - konstrukcja tego typu zbiornika jest podobna do dwóch poprzednich, z tą różnicą, że konstrukcja zbiornika zewnętrznego to korpus i dach w formie kopuły, wykonane ze wstępnie sprężonego betonu.

5.6.3. Systemy ochronne

Na trzecim poziomie ochrony celem jest minimalizacja częstotliwości wycieków LNG oraz złagodzenie skutków wycieków. Na tym poziomie zabezpieczenia operatorzy LNG korzystają z systemów wykrywania m.in. gazów, oparów cieczy, ognia itp., mogących szybko zidentyfikować każde zagrożenie, a następnie zdalnie i automatycznie wyłączyć lub przerwać dany proces technologiczny, aby zminimalizować wielkość przecieków i wycieków LNG.

Każda instalacja LNG wyposażona jest w szereg urządzeń zabezpieczających, które można podzielić następująco:

- urządzenia zapobiegające awariom i likwidujące ich skutki (m.in. zawory bezpieczeństwa, samoczynne wyłączniki urządzeń, systemy rurociągów i urządzeń gromadzących wycieki z instalacji itp.),

urządzenia wykrywające i sygnalizujące wszelkie nieprawidłowości w pracy instalacji (m.in.

detektory gazu i ognia, sygnalizatory temperatur, systemy alarmowe, systemy monitorowania

newralgicznych miejsc instalacji),• urządzenia do walki z ogniem (m.in. armatki wodne i

proszkowe).Systemy operacyjne (procedury, szkolenia i reagowanie kryzysowe) również pomagają

zapobieganiu/unikaniu zagrożeń. W celu zapewnienia ich rzetelności niezbędna jest regularna

konserwacja tych systemów.

5.6.4. Odległość bezpieczna

Główną zasadą przy planowaniu instalacji jest oddalenie ludzi od miejsc zagrożonych. Przepisy powinny wymagać, aby instalacje LNG były zlokalizowane w bezpiecznej odległości od sąsiednich zakładów przemysłowych, osiedli ludzkich, miejsc publicznych i innych tego typu terenów. Wszelkie pomieszczenia administracyjne i techniczne powinny się znajdować w dostatecznej odległości od zbiorników magazynowych. Do bezpośredniej obsługi instalacji należy stosować systemy zautomatyzowane, które umożliwiają centralne sterowanie procesem, co eliminuje konieczność ciągłego przebywania obsługi w miejscach zagrożonych. Ponadto powinny istnieć strefy bezpieczeństwa wokół statków LNG, zarówno podczas rejsu, jak i podczas cumowania. Odległości bezpieczne lub strefy wykluczenia wyznaczone są w oparciu o dane określające wielkości stężeń oparów LNG, promieniowanie cieplne i inne parametry określone przepisami.

5.6.5. Standardy branżowe / zgodność z przepisami

Normy i rozporządzenia mają na celu umożliwienie urzędnikom bardziej efektywnej oceny bezpieczeństwa i wpływu na środowisko instalacji LNG oraz działalności przemysłu. Zgodność z przepisami powinna zapewnić przejrzystość i odpowiedzialność w domenie publicznej.

Systemy ochronne nie będą nigdy kompletne bez odpowiednich procedur operacyjnych i pewności, że są one przestrzegane, jak i pewności dysponowania odpowiednio przeszkolonym personelem.

Wymienione tu cztery podstawowe warunki dotyczące bezpieczeństwa, wraz z normami przemysłowymi i przepisami, mają kluczowe znaczenie dla zachowania odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa w eksploatacji LNG. Są one niezbędne w przypadku gdy LNG odgrywać ma coraz większą rolę w przemyśle gazowniczym, zarówno dla bezpieczeństwa energetycznego kraju, jak i korzyści ekonomicznych dla społeczeństwa.

Pytania:

5.1. Co to jest LNG?

5.2. Z czego wynikają potencjalne zagrożenia pożarowo-wybuchowe w przemyśle LNG?

5.3. Wymień czynniki wpływające na niestabilność magazynowania gazu w postaci skroplonej.

5.4. Wymień rodzaje zagrożeń mogących wystąpić w procesach związanych z LNG.

5.5. Co to jest BLEVE?

5.6. Co nazywamy uderzeniem hydraulicznym w instalacjach LNG?

5.7. Jakie są główne czynniki mające wpływ na ilość generowanego metanu w czasie rozładunku LNG?

6. Ochrona środowiska w energetyce

6.1. Struktura zużycia energii

Zasoby energii pierwotnej w Polsce charakteryzują się niekorzystną strukturą, ponieważ przeszło 99% zasobów stanowią paliwa stałe - węgiel kamienny, brunatny, torf, drewno. Zasoby gazu ziemnego i energii wodnej stanowią ułamek zasobów ogólnych. Szacuje się, że 60% produkowanej w kraju energii elektrycznej uzyskuje się z węgla kamiennego, 33% - z węgla brunatnego, 4% - z gazu ziemnego i oleju opałowego, 3% - z energii wodnej. Struktura zużycia energii pierwotnej powoduje, że Polska należy do krajów o największym zagrożeniu środowiska w Europie.

6.2. Elektrownie jako emiterzy zniszczeń

Przemysł emituje znacznie mniej zanieczyszczeń niż źródła naturalne, ale ich oddziaływanie przeważnie ogranicza się do małych, ale gęsto zaludnionych obszarów. Podstawowe źródła zanieczyszczeń przemysłowych w poprzednim stuleciu to gałęzie przemysłu zestawione w tabeli 6.1, a ich oddziaływanie na życie na Ziemi ilustruje rysunek 6.1.

Tab. 6.1. Zanieczyszczenia antropogenne

Źródło zanieczyszczeń	Emisja zanieczyszczeń [%]
Przemysł chemiczny	1,3
Przemysł materiałów budowlanych	8,0
Hutnictwo metali kolorowych	10,3
Transport samochodowy	13,5
Górnictwo naftowe i przeróbka	15,3
Hutnictwo żelaza	23,5
Elektrownie ciepłne i inne	28,1

Najwięcej zanieczyszczeń jest efektem spalania paliw stałych. Efektem całkowitego spalania węgla kamiennego lub brunatnego, np. w palenisku kotła energetycznego, są spaliny zawierające: dwutlenek węgla (CO_2), parę wodną, azot (N_2), dwutlenek siarki (SO_2), trójtlenek siarki (SO_3) i popiół. Dwu- i trójtlenek siarki są związkami toksycznymi. Ze względu na zawartość takich pierwiastków, jak: arsen, kadm i ołów, częściowo toksyczne są również pyły.

Wysoka temperatura płomienia w komorze paleniskowej powoduje częściowe utlenianie azotu z paliwa i azotu z powietrza, w wyniku czego powstają paliwowe i termiczne tlenki azotu (tlenek azotu - NO oraz dwutlenek azotu - NO_2).

Efektem niepełnego spalania jest występowanie tlenku węgla, sadzy oraz rakotwórczego benzo-a-pirenu. Produkty niepełnego spalania są bardzo szkodliwe, ale przy współczesnej technice kotłowej

i technice oczyszczania można wyeliminować lub ograniczyć do minimum ich powstawanie dzięki różnym technologiom oczyszczania. W celu zmniejszenia emisji zanieczyszczeń gazowych (NO_x i SO₂) oraz pyłowych przez energetykę podejmowane są następujące działania:

- wzbogacanie paliw,
- stosowanie odpylaczy o dużej skuteczności działania,
- budowa wysokich kominów oraz koncentracja strumieni spalin w jednym kominie w celu zwiększenia wyniesienia smugi spalin i dymu,
- budowa instalacji do odsiarczania spalin (IOS),
- zmniejszenie emisji tlenków azotu przez lepszą organizację procesu spalania paliwa,
- utylizacja odpadów paleniskowych,
- spalanie paliwa interwencyjnego w okresie niekorzystnych warunków meteorologicznych,
- stosowanie nowych technologii energetycznych, jak np. kotły fluidalne, zgazowanie węgla, energetyka jądrowa i inne,
- rozbudowa monitoringu.

Istotne znaczenie ma jednocześnie stosowanie przedstawionych wyżej przedsięwzięć, np. stosowanie odsiarczania spalin nie wyklucza odsiarczania węgla, lepszej organizacji procesu spalania paliwa czy centralizacji lokalnych źródeł ciepła.

6.3. Rozprzestrzenianie się zanieczyszczenia

Rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń w dużym stopniu zależy od warunków atmosferycznych, a w szczególności od pionowych i poziomych ruchów powietrza. Prawidłowa ocena wpływu źródeł emisji na otoczenie zależy od prawidłowego określenia kierunku i siły wiatru oraz stanu równowagi atmosfery. Stosowana obecnie metodyka obliczeń obejmuje powyższe wielkości w postaci różny wiatrów. Stosowana jest 12-kierunkowa statystyka wiatrów i 6 klas stanów równowagi i prędkości wiatru w zakresie 1-11 m/s. Rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń w atmosferze zależy również od pionowego wskaźnika zmiany temperatury.

Należy pamiętać, że na stan równowagi atmosfery w znacznym stopniu wpływają takie czynniki, jak:

- obszary leśne,
- ukształtowanie terenu,
- rodzaj pokrycia terenu (roślinność niska i wysoka),
- zabudowa miejska i wiejska,
- zbiorniki wodne,

czyli topografia terenu. Wpływa ona na zmiany przebiegu smugi spalin, a tym samym na rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń w atmosferze. Należy pamiętać, że wraz ze wzrostem wysokości punktu emisji wpływ niejednorodności podłoża na rozprzestrzenianie się zanieczyszczeń maleje. Dla obiektów energetycznych przyjmuje się, że jest ono poziomo jednorodne. Jednak warunki topograficzne powinny być określone indywidualnie dla każdego obiektu na podstawie mapy rejonu jego oddziaływania, wykonanej w skali 1:25 000.

6.4. Ochrona wód

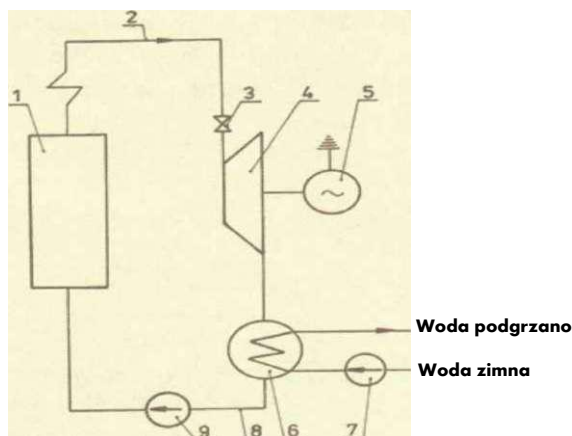
W przemyśle woda jest wykorzystywana w procesach chłodzenia, w procesach wytwarzania energii elektrycznej i chłodzenia pary. W elektrowniach mamy do czynienia z dwoma obiegami wodnymi: obiegiem parowo-wodnym i obiegiem chłodzącym skraplacze. Obieg pierwszy wymaga uzupełniania wodą o wysokiej jakości, a drugi zużywa bardzo duże ilości wody. Woda chłodząca skraplacze odprowadza do otoczenia znaczne ilości ciepła, jej ochładzanie związane jest ze stratami strumienia masy, co zakłóca bilans wody w przyrodzie, oddziałuje na środowisko powodując zmiany w ekosystemach wód powierzchniowych.

Bezpieczeństwo eksploatacji urządzeń, instalacji i sieci gazowych

W każdej elektrowni zużywa się:

- wodę do skraplania pary w procesie wytwarzania energii elektrycznej,
- wodę kotłową do uzupełniania strat w obiegu parowo-wodnym: kocioł - turbina -skraplacz,
- wodę ruchową do chłodzenia łożysk pomp, wentylatorów, silników, generatorów, turbin i innych urządzeń, do chłodzenia oleju,
- wodę do ochrony przeciwpożarowej,
- wodę do mycia i utrzymania czystości zakładu.

Z tych wszystkich rodzajów zapotrzebowania na wodę największe znaczenie dla gospodarki wodnej kraju i ochrony środowiska ma woda chłodząca. Ze względów ilościowych stanowi główny problem gospodarki wodnej elektrowni. Typowy obieg wody chłodzącej w elektrowni cieplnej pokazano na rysunku 6.2.



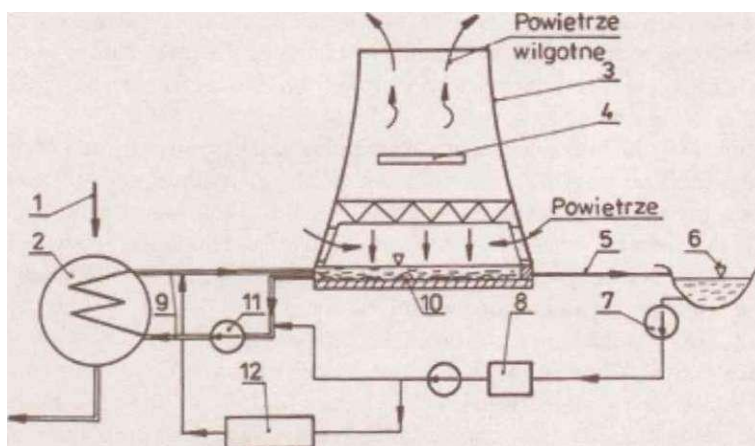
Rys. 6.2. Obieg wody chłodzącej w procesie wytwarzania energii elektrycznej:

1 - kocioł, 2 - para dolotowa do turbiny, 3 - zawory regulacyjne, 4 - turbina kondensacyjna, 5 - prądnica, 6 - skraplacz, 7 - pompa wody chłodzącej, 8 - skropliny, 9 - pompa zasilająca

Tylko część ciepła wytworzonego w kotle i dostarczonego do układu turbina – skraplacz z jest zamieniana na energię elektryczną. Pozostałe ciepło jest tracone w skraplaczu, kotle, kominie, turbinie i innych urządzeniach. Dla ochrony środowiska jest istotne, ile ciepła wytworzonego w kotle zostaje przekazane do wody chłodzącej. W elektrowniach konwencjonalnych jest to 43 do 45%. Odbiornikami wody chłodzącej są: stawy, jeziora, rzeki, zbiorniki lub chłodnice. Ciepło zakumulowane

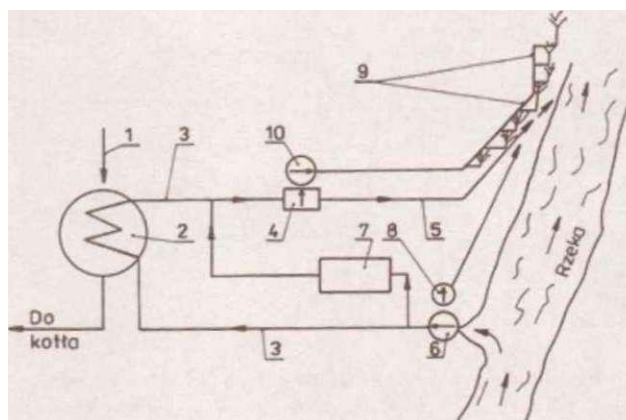
w wodzie chłodzącej jest wydalane do otoczenia w wyniku parowania, konwekcji, promieniowania i przenikania. Zespół urządzeń służących do przepływu wody chłodzącej od ujęcia nazywamy obiegiem wody chłodzącej. Stosowane są dwa rodzaje obiegów chłodzących:

- obiegi zamknięte - rysunek 6.3,
- obiegi otwarte - rysunek 6.4.



Rys. 6.3. Obieg zamknięty chłodzenia pary w skraplaczu i wody ruchowej:

1 - para z turbiny, 2 - kondensator, 3 - chłodnia kominowa, 4 - eliminator kropel wody, 5 - ścieki z odsalania chłodni, 6 - źródło wody dodatkowej, 7 - ujęcie i pompownia wody dodatkowej, 8 - stacja dekarbonizacji wody, 9 - rurociągi i kanały wody chłodzącej, 10 - osad, 11 - pompownia wody chłodzącej, 12 - woda ruchwa - chłodzenie maszyn i urządzeń



Rys. 6.4. Schemat otwartego obiegu chłodzenia:

1 - para z turbiny, 2 - skraplacz, 3 - rurociągi wody chłodzącej, 4 - strumień lewarowy, 5 - kanał wody podgrzanej, 6 - ujęcie i pompownia wody chłodzącej, 7 - woda ruchwa, 8 - pompownia wody zimnej, 9 - chłodnie rozbryzkowe, 10 - pompownia dodatkowego chłodzenia

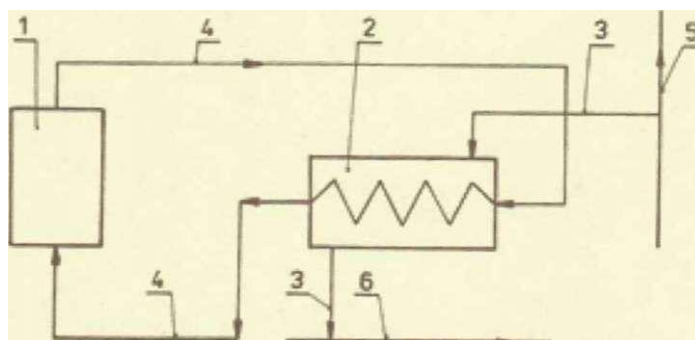
W obiegu zamkniętym woda krąży w układzie: skraplacz - podgrzanie, chłodnia - chłodzenie. Kiedy odbiornikiem wody jest staw lub jezioro, woda krąży w układzie zamkniętym, lecz proces chłodzenia jest analogiczny jak w obiegu otwartym - rzeczny. Ten rodzaj obiegu nazywa się zbiornikowym. Dla

dużych elektrowni, gdy brak jest wystarczająco dużych rzek do stosowania obiegu otwartego - uzupełnia się go dodatkowymi urządzeniami, tworząc tzw. obieg mieszany.

W wyniku parowania wody w obiegach zamkniętych wzrasta jej zasolenie - wzrost substancji rozpuszczalnych. W celu utrzymania zasolenia na stałym poziomie odprowadza się z układu część wody, czyli tzw. ścieków zasolonych. Proces ten nosi nazwę odsalania obiegu zamkniętego chłodzenia.

Woda kotłowa jest konieczna do uzupełniania obiegu parowo-wodnego (kocioł - turbina - skraplacz), w którym straty wody występują w wyniku odmulania, odsalania i przecieków instalacji. Strumień masy dodatkowej wody kotłowej stanowi 2,5 do 3,5% strumienia masy pary w obiegu parowo-wodnym. Woda ta podlega całkowitej demineralizacji, powodując powstawanie silnie zasolonych ścieków. Źródłem dodatkowej wody kotłowej są wody podziemne i woda wodociągowa.

Woda ruchowa jest pobierana z układu chłodzenia skraplacza i do niego odprowadzana (rys. 6.3 i 6.4). Woda chłodząca w wyniku podgrzania musi zwiększyć swoją temperaturę o 4-6°C. Zapotrzebowanie na wodę ruchową stanowi 3 do 5% ilości wody chłodzącej skraplacz. Woda ruchowa może stać się źródłem zanieczyszczenia produktami ropy naftowej. W chłodnicach oleju ciśnienie oleju jest zawsze większe od ciśnienia wody. Nieszczelności w chłodnicy ułatwiają przecieki oleju do wody ruchowej. W obiegach otwartych olej z wodą chłodzącą przedostaje się do wód powierzchniowych. W celu zabezpieczenia się przed przeciekami olejów do wód powinny być stosowane zamknięte obiegi wód ruchowych. Schemat zamkniętego obiegu wód ruchowych ilustruje rysunek 6.5.



Rys. 6.5. Schemat zamkniętego obiegu chłodzenia wody:

1 - chłodnica oleju: olej-woda, 2 - chłodnica wody ruchowej: woda-woda, 3 - przewody wody chłodzącej podgrzaną wodę, 4 - przewody wody chłodzącej olej, 5 - rurociąg wody zimnej, 6 - rurociąg wody chłodzącej podgrzanej.