

## 2.1. Родовища і склад природного газу

Походження природного газу пов'язано з біологічними та геологічними процесами, що відбувалися в земній корі протягом мільйонів років. Материнською речовиною, що стала основою для створення нафти і газу, є органічний осад водневих басейнів, який піддавався впливу анаеробних бактерій (не потребують кисень для існування) в умовах тиску і температури внаслідок опускання земної кори.

Поклади нафти або газу являють собою скупчення вуглеводнів у пластах породи з пористою структурою (піски, піщаники, пористі вапняки або доломіти), які залягають між газонепроникними породами (сланцеві глини, щільні вапняки, мергелі). Потужність (товщина) газоносних пластів вимірюється десятками, а іноді й сотнями метрів. Більшість відомих газових родовищ являють собою складки земної кори у вигляді купола. У верхній частині купола, яка розташована найближче до поверхні землі, під тиском знаходиться природний газ, а в нижній частині знаходиться або нафта (в газонафтових родовищах), або пластова вода (в чисто газових родовищах). Початковий тиск у газоносному пласті залежить від глибини його залягання. Через кожні десять метрів глибини тиск у пласті зростає на 0,102 МПа. Іноді зустрічаються копалини з аномальним тиском.

Природний газ являє собою, в основному, суміш граничних вуглеводнів з деякими включеннями інших газів [16]. Основною складовою такої суміші є метан  $\text{CH}_4$ . Крім метану до складу природного газу входять: етан  $\text{C}_2\text{H}_6$ , пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$ , нормальний бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  зі структурною формулою  $\text{CH}_3\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_3$ , ізобутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  зі структурною формулою  $\text{CH}_3\text{-CH(CH}_3\text{)-CH}_2\text{-CH}_3$ , пентан  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  та більш важкі вуглеводні.

В умовах підвищеного тиску пропан, бутан, пентан та більш важкі вуглеводні перебувають у рідинному стані, утворюючи так званий газовий конденсат.

Наявність у газі важких вуглеводнів (іноді навіть фракцій гасу) є однією з особливостей газоконденсатних родовищ. Отже, склад природного газу, що видобувається, визначається видом родовища.

Природний газ, що видобувається з чисто газових родовищ, відрізняється стабільністю свого складу та фізико-хімічних показників, основні з яких наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

**СКЛАД ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ,  
ЩО ВИДОБУВАЄТЬСЯ З ЧИСТО ГАЗОВИХ РОДОВИЩ**

Склад газу, % об.				Густина в нормальних умовах $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Теплота згоряння нижча $Q_{н}^p$ , МДж/м <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + вищі	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
90...99	1...3	0,01...0,5	0,5...5	0,72...0,76	35...38

Природний газ, що видобувається зі свердловин нафтових родовищ разом з нафтою, часто називають попутним нафтовим газом. Крім метану такий газ містить значну кількість важких вуглеводнів (понад 150 г/м<sup>3</sup>), тому його називають «жирним» газом. Склад такого газу змінюється в широких межах (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

**СКЛАД ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ,  
ЩО ВИДОБУВАЄТЬСЯ ЗІ СВЕРДЛОВИН НАФТОВИХ РОДОВИЩ**

Склад газу, % об.				Густина в нормальних умовах $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Теплота згоряння нижча $Q_{н}^p$ , МДж/м <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> + вищі	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
40...90	2...50	0,2...1,0	1...20	0,8...1,5	38...62

Попутні нафтові гази, як правило, піддаються переробці на газопереробних заводах, де з них відокремлюють пропан-бутанові фракції і газовий бензин.

Природний газ, що видобувають з газоконденсатних родовищ, складається з суміші сухого газу і парів конденсату (пентан і більш важкі вуглеводні), вміст яких становить 2...5 % за об'ємом і близько 25 % за масою (див. табл. 2.3). Як домішки у складі природного газу зустрічаються сірководень H<sub>2</sub>S, кисень O<sub>2</sub>, водяна пара H<sub>2</sub>O, нафталін C<sub>10</sub>H<sub>8</sub>, смола, пил та інертні гази — гелій, аргон.

Таблиця 2.3

**СКЛАД ТА ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ,  
ЩО ВИДОБУВАЄТЬСЯ З ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ**

Склад газу, % об.					Густина в нормальних умовах $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Теплота згоряння нижча $Q_{н}^p$ , МДж/м <sup>3</sup>
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> —C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>12</sub> + вищі	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
80...94	2...8	2...5	0,1...2,0	0,5...50	0,77...1,0	33...45

**Сірководень** — важчий за повітря безкольоровий газ із сильним неприємним запахом тухлих яєць. Токсичний, спричинює подразнювальну дію на дихальні шляхи, за умови великих концентрацій у повітрі є отрутою нервово-паралітичної дії.

Має досить високу теплоту згоряння ( $Q_p^p = 23,5$  МДж/м<sup>3</sup>), продукти згоряння містять велику кількість токсичних окислів сірки. Сірководень міститься в природному газі невеликої кількості родовищ, зокрема в Оренбурзькому і Астраханському (до 1,3 % об.). Вимоги Держстандарту обмежують вміст H<sub>2</sub>S у паливних газах, що застосовуються для побутового газопостачання, величиною в 0,02 г/м<sup>3</sup>. Для очищення природного газу від сірководню на газових промислах використовують рідкі абсорбенти (поглиначі), наприклад моноетаноламін.

**Кисень** може бути в природному газі в кількості не більше 1 % об. Наявність його в природному газі призводить до корозії внутрішніх поверхонь газопроводів у разі дальнього транспортування газу, особливо в присутності води.

**Водяна пара** призводить до серйозних ускладнень під час транспортування газу магістральними газопроводами і під час заправки стисненим природним газом автомобільних балонів [2]. За відповідних величин тиску і температури вуглеводневі гази утворюють з водою тверді кристалічні сполуки — кристалогідрати (або гідрати), схожі на твердий сніг. Газові гідрати мають кристалічну решітку з молекул води (46 або 136 молекул у решітці). Порожнини такої решітки заповнені поглиненими молекулами вуглеводнів.

Тому склад кристалогідрату метану описується формулою CH<sub>4</sub> · 5,75H<sub>2</sub>O, а склад кристалогідрату пропану — C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> · 17H<sub>2</sub>O.

Кристалогідрати, відкладаючись на стінках газопроводів, утворюють затори, які порушують нормальну роботу газових систем.

**Нафталін** — тверда кристалічна речовина, що переходить з твердої фази в пару (возгонка, сублімація). Домішки нафталіну в попутних газах в умовах зниження температури можуть призвести до закупорки газопроводів.

**Смола, пил** потрапляють до складу газу під час його видобування. Вони можуть призвести до порушення роботи запірної та регулювальної апаратури газових систем, а також до закупорки газопроводів. Очищення природного газу від домішок здійснюють безпосередньо на газових промислах перед подачею газу в магістральні газопроводи. Очищений природний газ, що надходить до споживачів, не має токсичних компонентів (за винятком сірководню), не має кольору і запаху [2, 9]. Тому для виявлення витoku природного газу в приміщенні йому надають специфічного запаху — одорантують. Як одо-

рант використовують етилмеркаптан ( $C_2H_5SH$ ). Середня норма подачі етилмеркаптану для міської газової мережі становить 16 г на  $1000\text{ м}^3$  в умовах тиску 101,3 кПа і температури 273 К.

## 2.2. Транспортування природного газу

Сумарні розвідані запаси природного газу в усіх країнах світу перевищують  $120$  трлн  $\text{м}^3$  [12]. Розподіл цих запасів на території Земної кулі є вкрай нерівномірним (див. рис. 2.1): на території Російської Федерації розвідані запаси визначені в  $46$  трлн  $\text{м}^3$ , що становить понад  $38\%$  усіх світових запасів природного газу. Щорічний видобуток природного газу в Російській Федерації становить близько  $900$  млрд  $\text{м}^3$ , з них понад  $200$  млрд  $\text{м}^3$  Росія експортує в країни Західної Європи, Скандинавії, Прибалтики, у Білорусь та Україну.

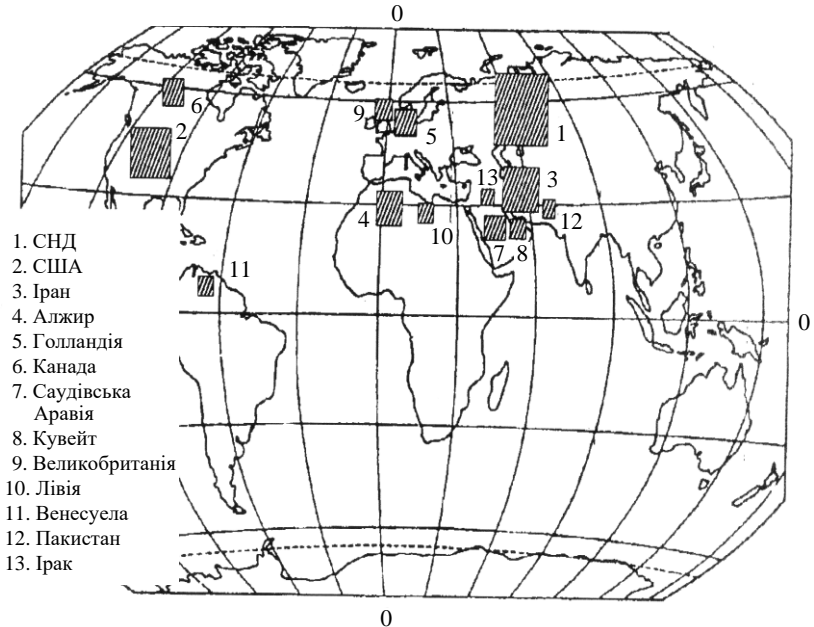


Рис. 2.1. Розподіл запасів природного газу вздовж території Земної кулі

Друге місце з розвіданих запасів природного газу посідає Середній Схід — Іран, Ірак, Кувейт: тут зосереджено  $38$  трлн  $\text{м}^3$  газу (приблизно  $32\%$  сумарних світових запасів).

Віддаленість підземних родовищ від основних споживачів енергії та безсумнівні переваги природного газу порівняно з іншими видами палива змусили велику кількість країн інвестувати значні кошти у розв'язання складного завдання дальнього транспортування газу. На початку XXI ст. країни і континенти на Земній кулі перетинаються гігантськими магістральними газопроводами, як кровоносними артеріями. Могутні супертанкери перевозять через моря й океани скраплений природний газ.

Річне споживання природного газу у світі становить близько 2,1 трлн м<sup>3</sup>, з яких приблизно 800 млрд м<sup>3</sup> споживається в країнах Центральної і Східної Європи і близько 300 млрд м<sup>3</sup> — у країнах Західної Європи, 600 млрд м<sup>3</sup> — у США і Канаді. Понад 90 % природного газу, що споживається, транспортується магістральними газопроводами.

Принципову схему газотранспортної системи наведено на рис. 2.2.



Рис. 2.2. Принципова схема газотранспортної системи України

На газових родовищах газ із свердловин надходить через колектори в сепаратори, де відділяються тверді і рідкі домішки. Далі промисловими газопроводами газ надходить у промислові газорозпо-

дільні станції (ПГРС), де його вдруге очищують у пиловловлювачах від масла, а в абсорберах від шкідливих домішок, осушують і знижують тиск до 5,5...7,5 МПа, який прийнято як початковий розрахунковий тиск у магістральному газопроводі.

Якщо пластовий тиск на виході зі свердловини в результаті виснаженості родовища стає нижчим за розрахункову величину, на газовому промислі споруджується головна компресорна станція (ГКС), яка підтримує початковий тиск у магістральному газопроводі на розрахунковому рівні.

У міру прямування газу «нитками» магістральних газопроводів тиск газу падає через гідравлічні опори. У тому місці, де розрахунковий тиск газу зменшується до 2...3 МПа, встановлюється проміжна компресорна станція (ПКС), призначенням якої є відновлення початкового розрахункового тиску в газопроводі. Відповідно до законів гідравліки довжина ділянки магістрального газопроводу між двома проміжними компресорними станціями може бути визначена за допомогою наближеної формули

$$L = \frac{(P_i^2 - P_k^2) D^5}{13,19 \cdot 10^{-2} \lambda \rho_i V_i^2}, \text{ км}, \quad (2.1)$$

де  $P_n$  і  $P_k$ , МПа — тиск газу на початку і в кінці розрахункового газопроводу;  $D$ , см — діаметр газопроводу;  $V_n$ , м<sup>3</sup>/год — приведена до нормальних умов об'ємна витрата газу;  $\rho_n$ , кг/м<sup>3</sup> — густина газу в нормальних умовах;  $\lambda$  — коефіцієнт гідравлічного тертя за [16, 21, 33].

Залежно від витрати газу і діаметра газопроводу відстань між ПКС дорівнює 150...200 км.

Компресорні станції магістральних газопроводів являють собою складний комплекс споруд.

Основними з них є: компресорний цех, електростанція або трансформаторна підстанція, опалювальна котельня, установки фільтрів і пило-, вологовіддільник, система водопостачання і охолодження компресорних та силових агрегатів, мастильне господарство і низка підсобних споруд. На головних компресорних станціях є також установка для очищення газу від сірководню і діоксиду вуглецю, абсорберні установки осушування газу та одоризатори. Для компримування газу використовують компресори відцентрового типу з електричним або газотурбінним приводом, а також поршневі газомоторні компресори. Діаметр магістральних газопроводів звичайно становить від 800 до 1420 мм. Для відключення окремих ділянок газопроводів на ремонт або ліквідацію аварій передбачається встановлення лінійної запірної арматури не рідше ніж через 25 км.

Для підвищення надійності газопостачання магістральні газопроводи прокладають у декілька ниток. У зв'язку з тим, що дебіт газових свердловин на промислах змінюється порівняно повільно, режим роботи магістральних газопроводів (за пропускною спроможністю і тиском) залишається практично постійним.

У той же час, споживання газу населеними пунктами характеризується істотними сезонними коливаннями: у зимовий період витрата газу в містах і селищах значно збільшується через вмикання опалювальних котлів. Згладжування сезонної нерівномірності споживання газу здійснюється за допомогою використання підземних сховищ газу (ПСГ). У літній період часу, коли споживання газу знижується, його надлишки, що транспортуються магістральними газопроводами, закачуються у підземні сховища.

Як ПСГ використовують виснажені газові і нафтові родовища або пласти пористих порід. Зимово, коли споживання газу різко зростає, акумульований у підземних сховищах газ подається в населені пункти через ті ж самі магістральні газопроводи. Після викачування газу в сховищі залишається деякий об'єм газу, який називається буферним. Він призначений для підтримки мінімально необхідного тиску, що забезпечує економічну роботу підземного сховища. Для цілей згладжування сезонної нерівномірності споживання газу деякі потужні споживачі газу (промислові підприємства) у зимовий час використовують інше паливо (мазут або пилогазові суміші). Для згладжування нерівномірності споживання газу протягом доби використовують або спеціальні резервуари — газгольдери різноманітних конструкцій, або ємкості самих газопроводів. У нічні часи, коли споживання газу зменшується, тиск у газопроводах зростає, а в часи максимального споживання газу — зменшується. Підтримка тиску газу в припустимих межах здійснюється спеціальними регуляторами тиску, які встановлюються на газорозподільних станціях (ГРС) і в газорегуляторних пунктах (ГРП) міських систем газопостачання.

Усі споживачі природного газу приєднуються до магістральних газопроводів через ГРС. Устаткування ГРС складається з фільтрів, що очищають газ від механічних домішок, регуляторів тиску, що знижують тиск газу до необхідного рівня та автоматично підтримують його постійним незалежно від витрати газу, пристроїв, що вимірюють витрату газу, одоризаторів і систем керування та захисту.

Тиск газу на вході в ГРС зумовлюється місцем підключення її до магістрального газопроводу, тобто відстанню від проміжної компресорної станції, і може становити від 2 до 7 МПа. Тиск газу на виході з ГРС підтримується постійним і становить 0,6 МПа (високий тиск

для міських розподільних мереж газопостачання) або 0,3 МПа (середній тиск). Для подачі газу в дуже великі міста і на промислові підприємства допускається використання більш високого тиску на виході з ГРС (до 1,2 МПа). ГРС є кінцевою спорудою магістральних газопроводів і початковою спорудою газорозподільних мереж населених пунктів і промислових підприємств.

Газотранспортні системи є дуже дорогими спорудами. Так, наприклад, для будівництва магістрального газопроводу від тюменських родовищ до колишньої західної границі СРСР (Уренгой — Помари — Ужгород) протяжністю 3000 км було необхідно 3 млн т сталевих газових труб діаметром 1420 мм. Сумарні витрати перевищили суму капіталовкладень на спорудження таких заводів, як КАМАЗ, АвтоВАЗ, АтомМАШ і магістралі БАМ, разом узяті.

На створення Єдиної Системи Газопостачання СРСР у 1960—1970 рр. XX ст. витрачено близько 70 % сумарного обсягу виробництва всієї металургійної промисловості держави і понад 20 % загального обсягу капіталовкладень.

Природно, експлуатаційні витрати та амортизаційні відрахування на підтримку працездатності такого дорогого спорудження також є дуже великими.

Крім того, енергетичні витрати на привід проміжних компресорних станцій, що перекачують газ магістральними газопроводами, еквівалентні 8...10 % річної кількості газу, що транспортується, тому істотно збільшується ціна природного газу у разі транспортування його на великі відстані.

Газопроводи міських розподільних систем газопостачання класифікуються залежно від максимального робочого тиску газу [16, 21]:

- газопроводи низького тиску з тиском до 3000 Па (300 мм водяного стовпа). До таких газопроводів підключаються житлові будинки і громадські будівлі, невеличкі опалювальні котельні, малі комунально-побутові підприємства (їдальні, ресторани, пральні тощо), а також інші споживачі газу, витрати яких не перевищують 300 м<sup>3</sup>/год;

- газопроводи середнього тиску з тиском газу від 3000 Па до 0,3 МПа. Ці газопроводи живлять розподільні мережі низького тиску через газорегуляторні пункти, а також подають газ комунальним, промисловим споживачам з витратою газу понад 300 м<sup>3</sup>/год через ГРП і газорегуляторні установки (ГРУ) підприємств;

- газопроводи високого тиску з тиском газу від 0,3 МПа до 0,6 МПа. Ці газопроводи підживлюють мережі низького і середнього тиску через ГРП, а також постачають газ великим промисловим підприємствам, електростанціям, районним опалювальним котельням та ін.;



- газопроводи високого тиску з тиском від 0,6 МПа до 1,2 МПа. Ці газопроводи застосовуються в системах газопостачання дуже великих міст, а також значних промислових підприємств, технологічні процеси яких потребують наявності газу з тиском більшим ніж 0,6 МПа.

Газопроводи з тиском до 1,2 МПа, як правило, заборонено прокладати в районах з високою густотою населення, забудованих житловими будинками підвищеної поверховості, а також уздовж основних транспортних магістралей.

Міські системи газопостачання розподіляються залежно від кількості ступенів тиску в міських розподільних газопроводах на:

- двоступеневі, що складаються з мереж низького і середнього або низького і високого (до 0,6 МПа) тиску;

- триступеневі, що включають газопроводи низького, середнього і високого тиску;

- багатоступеневі, у яких газ подають споживачам газопроводами низького, середнього, високого до 0,6 МПа та високого до 1,2 МПа тиску.

Спільне застосування декількох ступенів тиску в міських розподільних мережах пояснюється тим, що різні споживачі потребують різних величин тиску газу. Так, у житлові будинки і громадські будівлі, для комунально-побутових споживачів і дрібних опалювальних котельень, що вбудовані у житлові будинки і громадські будівлі, здійснюється подача природного газу тільки низького тиску (до 3000 Па), а для багатьох промислових підприємств та інших великих споживачів є необхідним газ із середнім або високим тиском.

Крім того, капіталовкладення у будівництво газових мереж приблизно пропорційні діаметру газопроводу, тому у разі великих витрат газу збільшення тиску дає можливість істотно зменшити діаметр газопроводу і його вартість. Осереднені дані річного споживання природного газу (в тис. м<sup>3</sup>/год) різноманітними категоріями споживачів залежно від кількості населення в містах наведено в табл. 2.4.

Мережі різних ступенів тиску з'єднуються між собою тільки через ГРП, де тиск знижується до необхідного значення в найменшій з них і автоматично підтримується постійним. Системи газопостачання великих міст відрізняються тим, що їх підключення до магістральних газопроводів здійснюється за допомогою декількох ГРС, а основні мережі високого і середнього тиску виконуються кільцевими для збільшення надійності газопостачання міста.

Як приклад, на рис. 2.3 показано схему триступеневої системи газопостачання невеликого міста.

Таблиця 2.4

**РІЧНЕ СПОЖИВАННЯ ПРИРОДНОГО ГАЗУ (в тис. м<sup>3</sup>/год) СПОЖИВАЧАМИ  
ЗАЛЕЖНО ВІД КІЛЬКОСТІ НАСЕЛЕННЯ В МІСТАХ**

Категорії споживачів газу	Міста з населенням, тис. чол.			
	до 50	50...100	100...250	250...500
Побутове споживання	2675	6535	14 300	30 050
Гаряче водопостачання	1329	3320	5540	10 290
Опалення	9356	16 266	30 146	63 050
Комунально-побутові споживачі	15 664	13 879	49 014	126 610
Промислове споживання	27 000	102 000	267 000	623 000
Усього	56 024	142 000	366 000	853 000

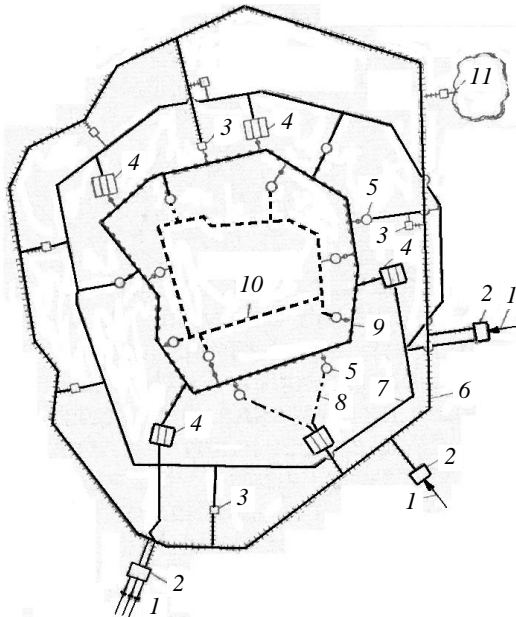


Рис. 2.3. Схема триступеневої системи газопостачання невеликого міста:

1 — магістральні газопроводи; 2 — газорозподільні станції (ГРС); 3 — контрольно-регуляторні пункти (КРП); 4 — газозольдерні станції; 5 — газорегуляторні пункти (ГРП); 6 — кільце газопроводів високого тиску — 2 МПа; 7 — кільце газопроводів високого тиску — 1,2 МПа; 8 — газопроводи високого тиску — 0,6 МПа; 9 — кільце газопроводів середнього тиску — 0,3 МПа; 10 — кільце газопроводів середнього тиску — 0,1 МПа; 11 — підземне сховище газу

### 2.3. Природний газ в Україні

У сумарному паливному балансі України частка природного газу становить близько 47 %, що істотно перевищує середні світові показники. До 1978 р. Україна цілком забезпечувала свої потреби природним газом власних родовищ. Максимального річного видобутку було досягнуто у 1975 р., коли було видобуто 68,3 млрд м<sup>3</sup> газу. У наступні роки у зв'язку з розробкою найбагатших у світі західносибірських родовищ і прокладанням потужних магістральних газопроводів територією України видобуток власного природного газу поступово знижувався і у 1991 р. становив 21 млрд м<sup>3</sup>. У 2005 р. в Україні було видобуто близько 20 млрд м<sup>3</sup> при тому, що споживалося близько 76 млрд м<sup>3</sup>; понад 50 млрд м<sup>3</sup> природного газу Україна імпортувала з Російської Федерації та Туркменістану.

В Україні є три регіони концентрації запасів нафти і природного газу: Прикарпатський, Дніпровсько-Донецька западина і прибережні шельфи Чорного та Азовського морів.

Запаси нафти дуже малі: поточні ресурси нафти оцінюються в 1,7 млрд т, проте основні родовища вже виснажені на 85...95 %, більшість запасів нафти знаходяться у важковидобувних родовищах, а обводненість нафти перевищує 82 %. Річний видобуток нафти в Україні після 1996 р. становить приблизно 8 % від потреби економіки країни [12].

Спеціалісти вважають, що очікуваний видобуток нафти з власних родовищ у 2010 р. становитиме близько 5,0 млн т.

Дещо краще прогнозується розвиток ситуації в Україні з видобутком природного газу. Балансові (розроблені) запаси природного газу в зазначених регіонах України дорівнюють 1,2 трлн м<sup>3</sup>. У той же час 42 % цих запасів зосереджені в родовищах, які перебувають у кінцевій стадії розробки і в даний час забезпечують близько 70 % усього видобутку газу. Всі нові родовища характеризуються невеликими запасами — у середньому близько 13 млрд м<sup>3</sup>.

У 2030 р. прогнозується збільшення видобутку газу в Україні до 25...30 млрд м<sup>3</sup>, у тому числі так званого шахтного метану з Донецького та Львівсько-Волинського вугільних басейнів, які містять, за попередніми оцінками, 2,5...3,0 трлн м<sup>3</sup> метану.

Єдиним копалинним енергоносієм, запаси якого досить великі в надрах України, є кам'яне вугілля. Геологічні запаси вугілля становлять 120 млрд т, а розроблені й підготовлені до освоєння — 23,6 млрд т.

Проте понад 60 % вугілля в Донбасі видобувають з тонких пластів (1,5 м і менші), які у світі вважаються нерентабельними для роз-

робки, 40 % шахт України працюють понад 50 років, а собівартість видобутку вугілля перевищує його ціну на світовому ринку.

Також вважається, що для забезпечення потреб України у вугіллі, його видобуток повинен становити не менше 170 млн т у рік, проте в 2005 р. він становив менше 50 % від необхідної величини. Сьогодні відомі технології переробки кам'яного вугілля в рідке моторне паливо — синтетичний бензин, але собівартість виробництва синтетичного бензину вища за ціну бензину з нафти на світовому ринку. Як перспективну сировинну базу для розв'язання проблеми забезпечення транспорту України моторним паливом, альтернативним нафті, варто визнати природний газ.

Основні газодобувні підприємства України знаходяться в Полтавській та Харківській областях. Деякий обсяг природного газу видобувається в Сумській, Чернігівській, Львівській, Івано-Франківській, Луганській, Запорізькій, Донецькій областях і на узбережжі Криму. Україна має розвинену мережу газопроводів, по яких газ надходить у всі області країни, по всій території прокладено магістральні системи газопроводів, що транспортують російський природний газ у Європу.

У Донецький регіон імпортується природний газ з Росії і Туркменістану магістральним газопроводом Оренбург — Луганськ — Маріуполь. У міста Харківської, Дніпропетровської, Запорізької, Миколаївської, Херсонської, Одеської областей і Автономної Республіки Крим газ надходить магістральними газопроводами Новопсков — Шебелінка (газ з Оренбурга, Туркменістану і добутий у Харківській області), Єлець — Шебелінка (газ з Уренгоя), а також газопроводом Єлець — Кременчук — Тирасполь — Ізмаїл (газ з Уренгоя).

У Київську, Сумську, Вінницьку, Хмельницьку, Житомирську області і далі у Молдову природний газ надходить магістральним газопроводом Новопсков — Шебелінка — Полтава — Київ — Захід України, а також магістральними системами Уренгой — Помари — Курськ — Суми — Ужгород і «Прогрес», які транзитом подають сибірський газ у Європу.

У міста Львівської, Івано-Франківської, Волинської, Тернопільської, Чернівецької та Закарпатської областей подача газу здійснюється газопроводами Єлець — Кременчук — Ананьїв — Богородчани Івано-Франківської області, де знаходяться великі підземні сховища газу, і газопроводом Київ — Захід України. Зі сходу на захід територію України перетинає магістральний газопровід «Союз» (Уренгой — Новопсков — Кременчук — Ужгород — Західна Європа).

Таким чином, споживачі природного газу в Україні одержують, як правило, суміш газів з родовищ Російської Федерації, Туркменістану і України. Наявність розвиненої мережі газопро-

водів створює передумови стабільності постачання природного газу в будь-яке місце на території України на доступну для огляду перспективу.

Розрахунки показують, що використання всього 10 % від обсягу споживання природного газу як моторного палива дає можливість забезпечити понад 50 % потреб України в моторних паливах без істотного впливу на споживання газу в масштабах країни.

Додаткові можливості може дати залучення у використання як моторного палива ресурсів понад ста невеличких газових і газоконденсатних родовищ, які в даний час не розробляються. Здебільшого це малодебітні свердловини з аномальним тиском, приєднання яких до єдиної системи газопроводів економічно недоцільно. Загальні спрогнозовані запаси таких законсервованих малих родовищ в Україні оцінюються в 276 млрд м<sup>3</sup> природного газу.

Малодебітні свердловини можуть бути з успіхом використані для постачання невеличких автономних компресорних станцій заправки автомобільного газобалонного транспорту.

Великі резерви в забезпеченні автотранспорту стисненим природним газом є в Донбасі, який, по суті, є унікальним газовугільним родовищем.

У процесі видобутку вугілля в шахтах Донбасу на рік виділяється близько 3,5 млрд м<sup>3</sup> так званого шахтного метану, який знаходиться у вугільних пластах. З цієї кількості цінного газового палива, що не поступається за своїми характеристиками природному газу, на шахтах використовувалося в 1997 р. не більш 570 млн м<sup>3</sup>, а інший — викидався в атмосферу.

Аналіз досвіду західних країн і технічних можливостей України свідчить про те, що протягом 5 років видобуток шахтного метану в Донбасі можна довести до 3 млрд м<sup>3</sup> на рік, а надалі збільшувати його удвічі кожні наступні 5 років.

Специфіка умов видобутку газу з невеликих родовищ і шахтного метану з вугільних пластів потребує відмови від загальноприйнятої концепції розподілу газу через єдину систему газопроводів на користь будівництва автономних систем газопостачання невеликих населених пунктів і підприємств, що розташовані поблизу місця видобутку, а також широкого використання невеликих блочно-контейнерних АГНКС для заправки автотранспорту [1].

Змішування в єдиній системі газопостачання України газових потоків з різних родовищ веде до того, що склад газу в конкретному місці підключення споживача до розподільного газопроводу змінюється залежно від положення засувки і кранів, що регулюють потоки газу, на відводах від магістральних газопроводів.

Виміри (див. табл. 2.5), проведені Українським науково-дослідним інститутом природних газів (УкрНДІГаз), показали, що склад природного газу в одному й тому самому місці відбирання проби з часом може змінюватися в широких межах (у % об.) [6].

Таблиця 2.5

**ДІАПАЗОН ЗМІНИ СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ  
В ОДНОМУ Й ТОМУ САМОМУ МІСЦІ ВІДБИРАННЯ**

CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> + C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
99,2...88,1	0,1...4,8	0,1...2,3	0,02...1,14	0,5...6,1	0,01...2,8	≤ 0,017

Густина газу в українських газопроводах у нормальних умовах залежно від складу газу змінюється від 0,72 до 0,77 кг/м<sup>3</sup>, а теплота згоряння нижча  $Q_i^0$  — від 36,4 до 32,8 МДж/м<sup>3</sup>. Нестабільність складу природного газу ускладнює виконання точних розрахунків і нормування кількості споживаного газу, оскільки витрата газу в технологічних процесах і агрегатах, що спалюють газ, залежить від теплоти згоряння.

До 1998 р. в Україні використовували КПГ як моторне паливо близько 30 тис. автомобілів, заправка яких здійснювалася мережею АГНКС (86 станцій), що забезпечували проїзд газобалонних автомобілів у будь-якому напрямку по всій території країни [4].

Проектом державної програми використання природного газу як моторного палива на автотранспорті України передбачено збільшення кількості автотранспортних засобів (вантажних автомобілів і автобусів), що працюють на КПГ, до 750 тис. одиниць. Це уможливить заміщення щорічно до 7,5 млн т нафтових моторних палив. Для реалізації заданої програми необхідно побудувати додатково близько 7,7 тис. АГНКС, з яких 6,45 тис. повинні розміщуватися на території автопарків і належати до АГНКС гаражного типу.

## **2.4. Моторні властивості природного газу**

Основні вимоги до моторних палив двигунів внутрішнього згоряння такі:

- паливо повинно мати високу теплоту згоряння, швидкість горіння паливоповітряної суміші в циліндрах повинно так співвідноситися зі швидкістю руху поршня, щоб процес згоряння був цілковито завершений за час робочого ходу;

- згоряння палива повинно відбуватися без виникнення детонаційних проявів у циліндрах на всіх режимах роботи ДВЗ за будь-яких температур навколишнього повітря;

- продукти згоряння паливоповітряної суміші не повинні містити в собі токсичних, канцерогенних, мутагенних та інших шкідливих домішок, що забруднюють навколишнє середовище;

- фізико-хімічні властивості палива повинні забезпечувати легкий запуск двигуна в умовах низьких температур навколишнього середовища, швидке прогрівання і задану прийомісткість двигуна;

- паливо повинно мати мінімальну схильність до розжарювального запалювання і утворення нагару;

- паливо і продукти його згоряння не повинні бути корозійно-агресивними до конструкційних матеріалів, які застосовуються для виготовлення двигуна і паливної апаратури;

- паливо повинно мати високу хімічну стабільність, не повинно окислюватись киснем повітря, розшаровуватися під час зберігання, транспортування і подачі його по системі живлення двигуна в будь-яких кліматичних умовах;

- паливо повинно мінімально зношувати поверхні тертя в поршневій групі двигуна і забезпечувати високу економічність роботи в усьому діапазоні робочих режимів ДВЗ;

- паливу повинна бути притаманна висока енергоємність одиниці зберігання на борту транспортного засобу для зменшення об'єму і маси паливних баків.

Розглянемо, наскільки природний газ відповідає цим різноманітним вимогам до моторних палив ДВЗ [3—8].

**Характеристика процесу горіння.** Горіння є найважливішим фізико-хімічним процесом, який визначає ефект перетворення хімічної енергії паливоповітряної суміші в теплову і далі в механічну енергію.

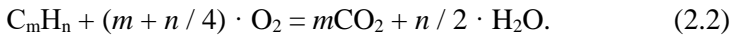
Характер горіння визначає величину потужності та економічні показники ДВЗ, а також довговічність його роботи. У двигунах з іскровим запалюванням процес горіння починається із запалення підготовленої паливоповітряної суміші електричною іскрою. Невелике джерело горіння, що виникає в об'ємі дії електричної іскри, поступово перетворюється у розвинений фронт турбулентного полум'я. У процесі збільшення турбулізації суміші швидкість горіння збільшується, фронт полум'я пересувається вздовж камери згоряння відповідно до руху поршня. На завершальній стадії процесу суміш догорає у пристіночних зонах камери згоряння. Швидкість поширення полум'я в циліндрі під час згоряння бензиноповітряної суміші змінюється від 20...25 м/с до 50...60 м/с.

Надзвичайно важливою є узгодженість кінематики реакції горіння з кінетикою руху поршня в циліндрі двигуна. Тому будь-яке змінення компонентного складу вуглеводневого палива впливає такою мірою, якою фізико-хімічні константи горіння цього палива відрізняються від тих базових величин, що покладені в основу термодинамічного і кінематичного розрахунків двигуна.

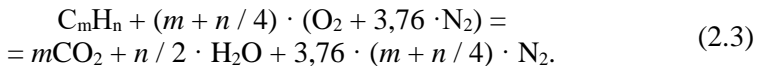
Остання обставина має суттєве значення, коли в двигуні, розрахованому для роботи на бензині, застосовується будь-яке інше альтернативне паливо.

Основні показники природного газу порівняно з іншими видами моторних палив наведено в табл. 1.2.

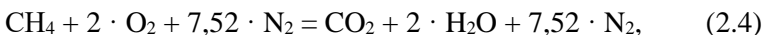
Реакція горіння будь-якого з вуглеводнів типу  $C_mH_n$  може бути виражена таким загальним рівнянням:



Враховуючи те, що у складі сухого повітря на  $1 \text{ м}^3$  кисню припадає  $3,76 \text{ м}^3$  азоту, реакцію горіння вуглеводнів у суміші з повітрям можна записати у вигляді:



Таким чином, реакція горіння метану записується рівнянням



а реакція горіння пропану —



тобто, для спалення  $1 \text{ м}^3$  метану потрібно  $9,52 \text{ м}^3$  повітря, а для  $1 \text{ м}^3$  парів пропану —  $23,8 \text{ м}^3$  повітря. Аналогічно можуть бути записані рівняння реакцій горіння інших вуглеводнів.

Рівняння (2.2)—(2.5) дають можливість визначити кількісні співвідношення палива, окислювача та продуктів згорання реакції горіння. Їх називають стехіометричними. Стехіометричні рівняння дозволяють розрахувати масові кількості всіх речовин, які входять у рівняння, якщо замість об'ємних одиниць використовувати кілограм-молекули.

Кількість повітря, необхідна для повного спалювання  $1 \text{ кг}$  або  $1 \text{ м}^3$  палива, виходячи зі стехіометричного рівняння, називається теоретично необхідною і позначається  $L_0$ . Теплота згорання і теоретично необхідна кількість повітря для вуглеводнів, що входять до складу природного газу, наведені в табл. 2.6.



Таблиця 2.6

**ЕНЕРГЕТИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ВУГЛЕВОДНІВ,  
ЩО ВХОДЯТЬ ДО СКЛАДУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Газ	Теплота згоряння				Теоретично необхідна кількість повітря	
	Вища	Нижча	Вища	Нижча		
	МДж/м <sup>3</sup>	МДж/м <sup>3</sup>	МДж/кг	МДж/кг	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	кг/кг
Метан	39,86	35,84	55,56	50,08	9,52	17,24
Етан	70,42	63,73	51,92	47,52	16,66	16,09
Пропан	101,74	93,37	50,37	46,39	23,80	15,67
н-Бутан	133,98	123,77	49,57	45,76	30,94	15,46
Ізобутан	131,89	121,84	49,45	45,68	30,94	15,46
Пентан	158,48	146,34	49,20	45,43	38,08	15,32

Дійсна кількість повітря, яка надається для згоряння 1 кг або 1 м<sup>3</sup> палива в циліндри двигуна, визначається за співвідношенням:

$$L_d = \alpha L_0, \quad (2.6)$$

де  $\alpha$  — коефіцієнт надлишку повітря.

Природний газ, у складі якого звичайно міститься не менше 90 % за об'ємом метану, має більш високу теплоту згоряння (масову) і більш високе значення теоретично необхідної кількості повітря порівняно з бензином і дизельним паливом.

У зв'язку зі збільшеним вмістом повітря в стехіометричній суміші і меншою густиною метану теплота згоряння стехіометричної метаноповітряної суміші дещо менша порівняно з бензино-повітряною сумішшю.

Згоряння моторних палив у циліндрах ДВЗ має характер багатостадійного розвитку. Окислювання палива починається в умовах порівняно низьких температур разом з появою холодного полум'я, що світиться. Це викликано розірванням внутрішньомолекулярних зв'язків і утворенням перекисів. Цю першу стадію горіння називають *індуктивним періодом*.

Поширення холодного полум'я на всю робочу суміш здійснюється винятково дифузєю у свіжий газ активних часток-радикалів, що утворюються в процесі розпаду перекисів після досягнення деякого критичного значення їх концентрації. Подальше окислювання основної маси палива, яке ініціюється продуктами холодного полум'я, відбувається в процесі розігрівання суміші, що веде до ланцюгово-теплого вибуху, який породжує справжнє гаряче полум'я — *видиме горіння*.

На рис. 2.4 подано результати експериментальних досліджень автомобільного двигуна під час його роботи на бензині і на природному газі з різними коефіцієнтами надлишку повітря.

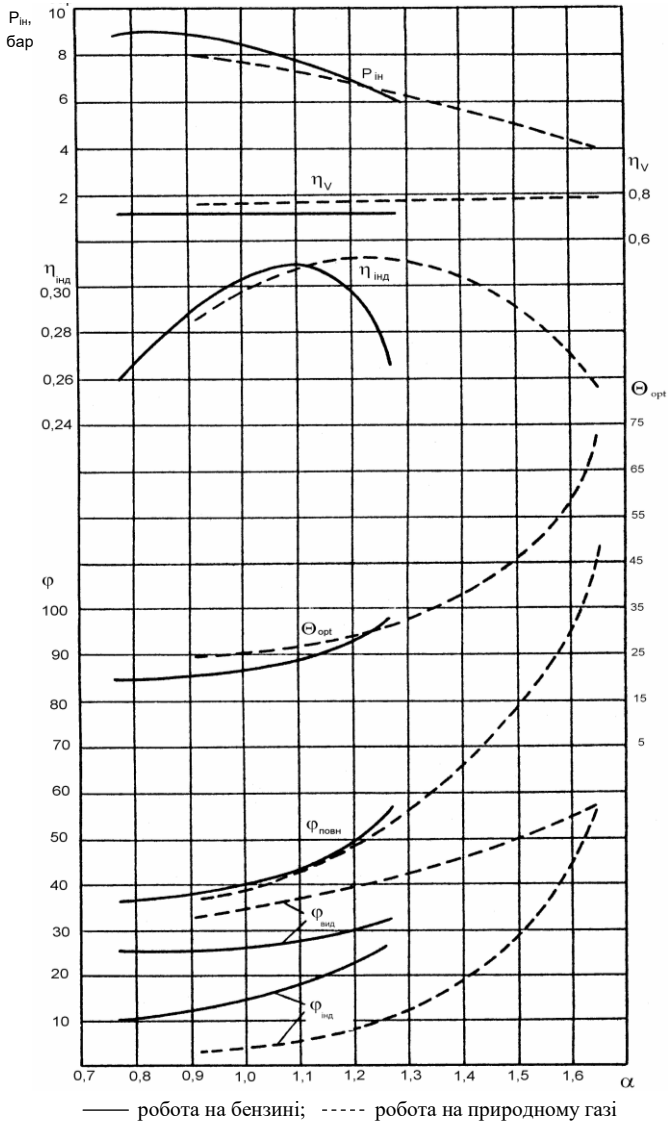


Рис. 2.4. Результати експериментальних досліджень автомобільного двигуна під час його роботи на бензині і на природному газі

Для кожного складу паливоповітряної суміші встановлювався оптимальний кут випередження запалювання  $\theta$ . Швидкість згоряння палива оцінювалась за величиною кута повороту колінчастого вала двигуна  $\phi$ .

Далі визначався кут  $\phi_{\text{інд}}$ , що відповідав індуктивному періоду горіння, тобто часу від моменту запалення робочої суміші до моменту початку помітного підвищення тиску в циліндрі. За момент запалення робочої суміші приймався момент проскакування іскри між електродами свічі запалювання. Фіксувався кут  $\phi_{\text{вид}}$ , який відповідав періоду видимого горіння. Час повного згоряння палива визначався вимірюванням кута  $\phi_{\text{повн}} = \phi_{\text{інд}} + \phi_{\text{вид}}$ .

Результати експерименту показують, що в незначній зоні змінення коефіцієнта надлишку повітря в межах  $0,8 \leq \alpha \leq 1,2$ , яка входить до границь запалення бензиноповітряної суміші, розмір кута  $\phi_{\text{повн}}$  для бензину і природного газу приблизно однаковий.

Також мало відрізняються інші параметри двигуна: середній індикаторний тиск  $P_{\text{ін}}$ , коефіцієнт наповнення циліндрів  $\eta_v$  та індикаторний ККД  $\eta_{\text{інд}}$ . Інакше кажучи, у зазначеному інтервалі зміни  $\alpha$ , що характерний для бензинових двигунів, швидкість горіння газоповітряної суміші мало відрізняється від швидкості горіння бензиноповітряних сумішей, чим забезпечується можливість заміщення бензину природним газом без зміни конструкції двигуна. При цьому практично зберігаються термодинамічні параметри циклу ДВЗ та його ККД.

Разом з тим експерименти показали, що природний газ дає можливість істотно збільшити коефіцієнт надлишку повітря (до  $\alpha \leq 1,7$ ). При цьому швидкість горіння природного газу сповільнюється майже у 2 рази переважно за рахунок збільшеного індуктивного періоду. У разі роботи двигуна на природному газі можна значною мірою подовжити індуктивний період горіння за рахунок збільшення випередження запалювання.

**Детонаційна стійкість.** Енергійне окислювання вуглеводневих палив починається в циліндрах ДВЗ вже наприкінці такту стиснення у зв'язку з великим підвищенням температури паливоповітряної суміші.

Первинними продуктами окислювання є пероксидні сполуки — хімічно нестійкі з'єднання з великою надлишковою енергією.

В умовах певної концентрації пероксидних сполук у циліндрі відбувається їх вибуховий розпад в одному або у кількох осередках усієї маси паливоповітряної суміші з наступним запаленням. У масі суміші, що реагує, виникають особливого типу швидкі хвилі полум'я, швидкість яких може досягати 1,25...1,5 швидкості звука. Під час відбивання таких хвиль від стінок камери згоряння в циліндрі

ДВЗ виникають детонаційні хвилі, які поширюються вдовж ще не підпаленої суміші зі швидкістю 2000 м/с [3]. Детонаційне згоряння викликає перегрів головок циліндрів, а іноді прогар клапанів, поршнів і пригоряння поршневих кілець.

Виникнення детонаційних явищ у циліндрах ДВЗ залежить в основному від фізико-хімічних властивостей вуглеводневого палива і його компонентного складу (зокрема, від коефіцієнта надлишку повітря в суміші), а також від конструктивних особливостей двигуна (діаметра циліндра, ступеня стиснення, частоти обертання та ін.).

З усіх вуглеводневих палив найбільшою детонаційною стійкістю вирізняється метан. Як відомо, для оцінювання детонаційних властивостей нафтових моторних палив як еталонних речовин використовується ізооктан  $C_8H_{18}$  і нормальний гептан  $n-C_7H_{16}$ , що мають майже однакові фізико-хімічні властивості, але різні антидетонаційні властивості.

Умовно прийнято, що детонаційна стійкість ізооктану дорівнює 100 одиницям, а  $n$ -гептану — нулю. Суміші ізооктану з  $n$ -гептаном мають детонаційну стійкість від нуля до ста одиниць залежно від співвідношення компонентів суміші.

Детонаційна стійкість бензину визначається в процесі порівняльних випробувань на лабораторному двигуні відповідного бензину і деякої еталонної суміші ізооктану з  $n$ -гептаном.

Наприклад, якщо невідомий бензин детонує на лабораторному двигуні так само, як суміш 76 % ізооктану і 24 %  $n$ -гептану, то це означає, що октанове число дослідженого бензину дорівнює 76. Дослідження показали, що детонаційна стійкість метану відповідає октановому числу за моторним методом у 130 одиниць. Більш важкі вуглеводні мають детонаційну стійкість меншу, тому природному газу, до складу якого входять поряд з метаном важкі вуглеводні, може бути притаманне октанове число приблизно в 120 одиниць за моторним методом.

Для ДВЗ без наддуву існує пряма залежність між детонаційною стійкістю палива та припустимою величиною ступеня стиснення двигуна  $\epsilon$ . Чим вищий ступінь стиснення, тим більш високі антидетонаційні властивості повинно мати паливо. Величина ступеня стиснення є одним з головних чинників, що визначають паливну економічність двигуна.

У той же час, граничне значення геометричного ступеня стиснення в карбюраторних ДВЗ, яке обмежується детонаційною стійкістю бензинів, не може перевищувати величину  $\epsilon \leq 10$ .

Примітною особливістю природного газу є більш висока детонаційна стійкість порівняно з високооктановими бензинами і набагато

ширший діапазон концентраційних границь запалення, що дає змогу збільшити ступінь стиснення газового двигуна до  $\varepsilon = 14 \dots 16$ .

Побудовані з використанням експериментальних даних залежності змінення границь запалення і зони детонаційних режимів горіння паливоповітряних сумішей природного газу і бензину А-76 від ступеня стиснення  $\varepsilon$  та коефіцієнта надлишку повітря  $\alpha$  для автомобільного двигуна наведено на рис. 2.5. Зона бездетонаційної роботи двигуна обмежується кривими 1, 2 і 3. З наведених даних очевидно, що найменший діапазон змінення величини  $\alpha$  і найменш припустимі за умовами бездетонаційної роботи величини  $\varepsilon$  мають місце під час роботи двигуна на бензині.

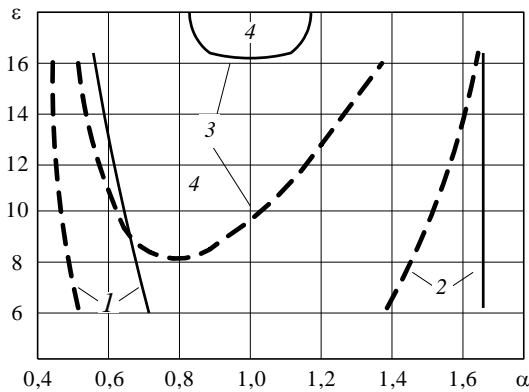


Рис. 2.5. Залежності зміни границь запалення і зони детонаційних режимів горіння паливоповітряних сумішей від ступеня стиснення  $\varepsilon$  та коефіцієнта надлишку повітря  $\alpha$ :

- 1 — границя запалення збагачених сумішей; 2 — границя запалення бідних сумішей; 3 — границя детонації; 4 — зона детонації;  
 ——— природний газ; - - - - - бензин А-76

Для природного газу діапазон змінення коефіцієнта надлишку повітря найбільший ( $0,63 \leq \alpha \leq 1,7$ ), а граничне значення ступеня стиснення досягає величини  $\varepsilon \leq 16 \dots 18$ . Пропан як моторне паливо займає проміжне положення між бензином А-76 і природним газом.

Максимально припустиме значення геометричного ступеня стиснення ДВЗ під час роботи на природному газі рекомендується обчислювати за емпіричною формулою:

$$\varepsilon_{\max} = 17,0 + 5,6 \cdot (\alpha - 1) - 0,042t_{\text{вх}}, \quad (2.7)$$

де  $t_{\text{вх}}$ ,  $^{\circ}\text{C}$  — температура газоповітряної суміші на вході в циліндр двигуна.

Варто звернути увагу на те, що під час роботи ДВЗ на бензині максимум потужності двигуна забезпечується при  $\alpha = 0,87...0,90$ , а максимальна економічність — при  $\alpha = 1,1$ . На відміну від цього, під час роботи ДВЗ на природному газі оптимальні значення коефіцієнта надлишку повітря знаходяться в межах від  $\alpha = 1,2$  до  $\alpha = 1,6$ .

Таким чином, висока детонаційна стійкість природного газу і широкі границі запалювання дають змогу істотно підвищити ступінь стиснення ДВЗ з іскровим запалюванням. Високий ступінь стиснення ( $\epsilon = 14...16$ ) і використання бідних паливних сумішей ( $\alpha = 1,2...1,6$ ) уможливають значне збільшення паливної економічності таких двигунів.

Висока детонаційна стійкість природного газу дозволяє використовувати його як високооктанову екологічно чисту добавку до нафтових бензинів для підвищення їх октанового числа.

Високі моторні якості природного газу не можуть бути цілком реалізовані під час переобладнання на КПП сучасних бензинових карбюраторних ДВЗ, які мають порівняно невеликий ступінь стиснення і розраховані на спалювання сумішей з  $\alpha = 0,9...1,1$ .

Через меншу густину природного газу порівняно з густиною парів бензину і через більший вміст повітря в стехіометричній газоповітряній суміші масовий заряд газу в циліндрах подається на 18...20 % менший за масовий заряд бензину, що призводить до відповідного зниження потужності переобладнаного двигуна.

Що стосується використання природного газу в дизельних двигунах, що мають високий ступінь стиснення ( $\epsilon = 15...17$ ) і працюють, як правило, з коефіцієнтом надлишку повітря  $\alpha = 1,5...2,0$ , що дає змогу ефективно спалювати газоповітряні бідні суміші, то тут, як показує досвід, виникають деякі труднощі.

Справа в тому, що особливістю природного газу є висока температура запалення, яка приблизно втричі перевищує температуру самозапалювання дизельного палива, тому здійснення робочого процесу з самозапалюванням суміші від стиснення на природному газі стає неможливим.

У силу зазначеної обставини сучасні дизельні ДВЗ у разі переобладнання на природний газ працюють за так званим газодизельним процесом із зовнішнім сумішоутворенням: природний газ попередньо перемішується з необхідною кількістю повітря, подається в циліндри і стискується до заданого тиску.

Запалення стисненої газоповітряної суміші здійснюється шляхом вприску в циліндри невеликої кількості дизельного палива, яке самозапалюється, згоряє з високою швидкістю і веде до одночасного

запалення всієї газоповітряної суміші. Запальна доза дизельного палива звичайно становить від 5 до 20 % від загальної маси пального в циліндрах.

Робота такого двигуна на природному газі із запальною дозою дизельного палива відрізняється істотним зниженням токсичних викидів з відпрацьованими газами і практично повною відсутністю часток сажі у продуктах згорання.

Згорання природного газу ефективно і більш повно здійснюється у разі навантаження двигуна, наближеного до номінального. Проте у разі зниження навантаження газодизеля паливна суміш, як правило, попадається Perezбідненою.

При цьому істотно знижуються як швидкість горіння газоповітряної суміші, так і температура горіння. Це призводить до того, що частина паливного заряду не встигає згоріти в процесі розширення і викидається з відпрацьованими газами.

Експерименти підтверджують, що у разі невеликого навантаження газодизеля (менше 30 % від номінальної потужності) у відпрацьованих газах міститься досить велика кількість незгорілого метану. Тому одним із найважливіших інженерних завдань під час переобладнання дизельних двигунів на природний газ варто вважати розроблення таких систем живлення газодизелів, які б підтримували оптимальні значення коефіцієнта надлишку повітря в циліндрах у всьому діапазоні робочого навантаження.

**Екологічні характеристики.** Природний газ є екологічно більш чистим паливом порівняно з нафтовими моторними паливами, у яких міститься досить велика кількість ароматичних вуглеводнів, сполук сірки, антидетонаційні добавки, сполуки, що містять свинець. Усі ці компоненти відсутні в природному газі. Поряд з цим, більш повне згорання в ДВЗ природного газу забезпечується за рахунок збільшення коефіцієнта надлишку повітря в паливній суміші [6—8, 11, 14, 29].

На рис. 2.6 наведено узагальнені дані експериментальних досліджень дванадцяти сучасних двигунів, які працювали на збіднених сумішах природного газу з повітрям.

Величина  $D_{ao}^{äää}$  являє собою максимальне значення середнього ефективного тиску циклу, що відповідає границі детонації в циліндрах ДВЗ, тому залежність  $D_{ao}^{äää} = f(\alpha)$  визначає границю зони детонаційних режимів.

Також подано величини термічних коефіцієнтів корисної дії двигунів і питомі викиди  $\Theta$  в грамах на кВт · год з відпрацьованими газами оксидів азоту  $NO_x$ , оксиду вуглецю  $CO$  і важких вуглеводнів  $C_mH_n$ .

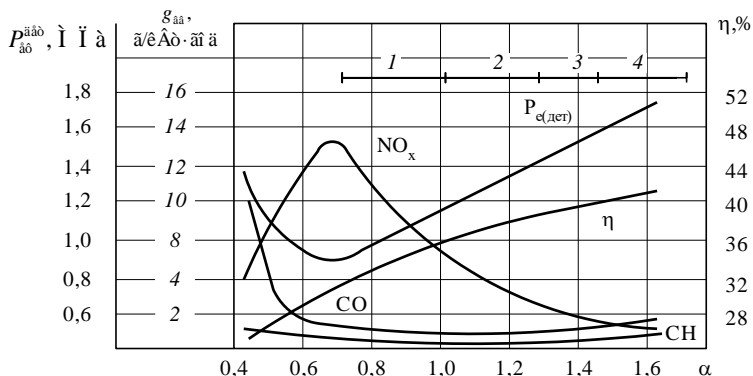


Рис. 2.6. Узагальнені дані експериментальних досліджень роботи 12 сучасних двигунів на збіднених сумішах природного газу з повітрям:

1 — двигуни з іскровим запалюванням без наддуву; 2 — двигуни з іскровим запалюванням з наддувом; 3 — форкамерні двигуни з іскровим запалюванням і з наддувом; 4 — газодизельні двигуни з запаленням від тиску за допомогою запальної дози дизельного палива

Наведені дані свідчать про те, що підвищення коефіцієнта надлишку повітря під час використання в ДВЗ природного газу дає змогу:

- збільшити ступінь стиснення двигуна, за рахунок чого можна підвищити ефективний тиск циклу і термічний ККД;
- дещо знизити температуру горіння, за рахунок чого зменшити утворення оксидів азоту та інших токсичних продуктів згорання.

**Хімічна стабільність.** Хімічною стабільністю моторного палива називають спроможність його протистояти окисним процесам під дією кисню повітря під час зберігання і транспортування. Природний газ за своєю хімічною стабільністю перевершує рідкі палива нафтового походження.

**Схильність до нагароутворення і розжарювального запалювання.** Підвищення детонаційної стійкості бензинів шляхом введення в їх склад бензолу та інших ароматичних сполук призводить до того, що частина цих високооктанових добавок згоряє не цілком або взагалі не горить (наприклад, тетраетилсвинець). При цьому деякі продукти окисних перетворень високооктанових добавок під дією високих температур відкладаються на стінках циліндрів у вигляді твердих відкладень, які називаються *нагаром*.

Нагар погіршує тепловіддачу від стінок камери згорання і тим самим полегшує умови виникнення детонації. Тліючі частинки нагару можуть служити джерелом некерованого самовільного запа-



лення робочої суміші. Це явище має назву розжарювальне запалювання. Воно робить робочі процеси двигуна некерованими, знижує його потужність і економічність. Природний газ як моторне паливо не має цих вад.

Джерелом утворення нагару в циліндрах двигуна, що працює на природному газі, може бути лише мінеральне мастило, яке подається в циліндр для змащування поверхні тертя.

Тривалий досвід експлуатації газових двигунів у різних країнах підтверджує істотне зменшення нагару порівняно з бензиновими і дизельними двигунами.

**Пускові властивості.** Для бензинових карбюраторних ДВЗ особливо важливим є забезпечення гомогенності паливоповітряної суміші під час пуску двигуна. Рідке паливо у впускній системі повинно випаруватись настільки, щоб утворилася суміш з повітрям, яка була б спроможна запалитись від іскри. З цією метою Держстандартом регламентуються бензини з вмістом легких низькокиплячих фракцій. Проте при запуску холодного двигуна через відсутність підігрівання вхідного повітря значна частина бензину не встигає випаруватись і потрапляє в циліндри в рідкій фазі, змиваючи змазку зі стінок. Прийнято вважати, що за ступенем зношеності двигуна один «холодний» запуск дорівнює 500 км пробігу.

Для суміші природного газу з повітрям гомогенність легко забезпечується в умовах будь-яких температур зовнішнього повітря. Проте практика вказує на те, що холодний запуск газового двигуна здійснити важче, ніж бензинового.

Причинами, що ускладнюють запуск холодного двигуна на природному газі, є більш висока температура запалювання метану і конденсація водяних парів на свічках запалювання. Масова частка водню в молекулі метану в 1,6 раза більша, ніж у молекулі бензину. Отже, у стільки ж разів більше води утворюється під час згоряння метану.

Свічка контактує з продуктами згоряння більший час в період запуску, ніж інші поверхні камери згоряння. Якщо до цього часу свічка ще не нагрілася до температури вищої за точку роси, то на поверхні ізолятора свічки після перших спалахів конденсується роса, яка шунтує час існування іскри. При цьому спалахи припиняються і двигун не заводиться.

Розрахунки показують, що температура точки роси в продуктах згоряння метану на 10...12 °С вища, ніж у продуктах згоряння бензину.

Тому за інших рівних умов нижня границя температури запуску холодного двигуна під час роботи на природному газі на 10...12 °С вища порівняно з бензиновим двигуном.

Отже, для ДВЗ, що працюють на природному газі, передбачають спеціальні конструктивні заходи, які полегшують запуск двигуна в холодний час (регулятори холостого ходу для забезпечення більш точного дозування подачі природного газу під час запуску, свічка з більш потужним розрядом тощо).

**Корозійна активність.** Корозійна агресивність моторних палив зумовлюється, як правило, наявністю в їх складі домішок сірки та кисневих сполук. У природному газі ці домішки найчастіше відсутні або ж їх вміст набагато менший, ніж у нафтових паливах. Проте варто рахуватися з руйнівним впливом метану і його легких гомологів на гумотехнічні вироби двигуна (прокладки, діафрагми газової апаратури та ін.).

**Знос двигуна.** Робота ДВЗ на природному газі позитивно позначається на його довговічності. Як показує досвід експлуатації газобалонних автомобілів, відсутність у складі природного газу сірки і важких вуглеводнів знижує корозію двигуна і нагароутворення. У процесі згоряння природного газу не утворюється сажа і тверді частки, які зменшують зношуваність пар тертя. Природний газ не розчиняє мастило (на відміну від бензину) і тому не змиває мастильну плівку зі стінок циліндрів, як це буває під час роботи двигуна на бензині.

Отже, у газових двигунів витрата мастила значно менша, а термін служби мастила більший, ніж у бензинових або дизельних двигунів. Досвід показує, що термін служби мастила у газових двигунах у 1,5...1,8 рази більший, ніж у рідинно-паливних ДВЗ.

## **2.5. Використання компримованого природного газу на автомобілях**

Сьогодні промисловість країн СНД не виробляє двигуни, спеціально сконструйовані для роботи на компримованому природному газі. Всі газобалонні автомобілі є універсальними газобензиновими, що мають дві автономні паливні системи живлення двигуна — бензинову та газову, що дає можливість працювати їм або на стандартному бензині, або на природному газі. Використання двох систем живлення сприяє уніфікації виробництва основних агрегатів і систем автомобіля, а також збільшенню сумарного запасу ходу автомобіля та розширенню сфери їх застосування. Водночас, уніфікація продуктивна тільки з погляду виробництва, але недостатньо ефективна з погляду робочого процесу та реалізації потенційних можливостей природного газу як моторного палива. У разі переобладнання серійних

автомобілів на компримований природний газ базові бензинові і дизельні двигуни не потребують принципової зміни конструкції [6, 7].

Газопаливна система живлення являє собою автономне навісне устаткування, що додатково монтується на автомобілі. Найбільшої модернізації потребує в основному вантажна платформа або кузов транспортного засобу для розміщення газових балонів високого тиску.

Як приклад на рис. 2.7 наведено схему системи живлення газобалонного вантажного автомобіля виробництва заводу ЗІЛ.

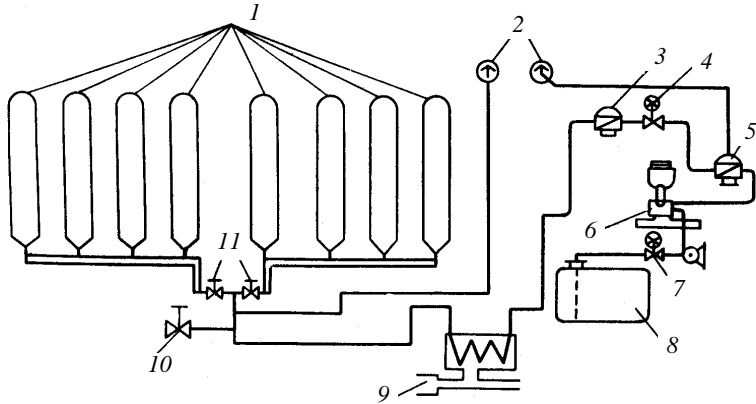


Рис. 2.7. Схема системи живлення газобалонного вантажного автомобіля виробництва заводу ЗІЛ:

1 — автомобільні балони; 2 — всмоктувальний колектор; 3 — редуктор високого тиску; 4, 7 — електромагнітний клапан; 5 — редуктор низького тиску; 6 — газозмішувальний пристрій; 8 — бензобак; 9 — підігрівач газу; 10 — магістральний вентиль; 11 — заправний вентиль

Природний газ зберігається в балонах під тиском 20 МПа. Запас природного газу в одному автомобільному балоні місткістю 50 л в умовах тиску 20 МПа становить близько  $10 \text{ м}^3$ , що еквівалентно приблизно 10 л бензину. Звичайно на автомобілі встановлюють від 4 до 10 таких балонів, вироблених з вуглецевої або легованої сталі. Балони обладнані запірними вентилями і з'єднуються трубопроводами послідовно в одну або дві секції. Кожна секція має заправний і магістральний вентилі, що дає змогу наповнювати балони стисненим газом на АГНКС і виконувати витрату газу з усіх балонів одночасно або з окремих секцій.

У деяких конструкціях систем живлення заправний і магістральний вентилі виконані як один заправно-витратний вузол — так звана хрестовина (система живлення автомобілів ЗІЛ). У цьому разі від

магістрального вентиля газ високого тиску (20 МПа) через підігрівач, у якому теплоносієм є відпрацьовані гази, надходить у редуктор високого тиску, де тиск природного газу зменшується до 1,0...1,2 МПа. Далі газ подається до фільтра з фільтрувальним елементом та електромагнітним клапаном, а з нього — у двоступеневий газовий редуктор, де відбувається зниження тиску до 200...1500 Па.

Після редуктора низького тиску газ надходить до газозмішувального пристрою, що природно виконується в одному вузлі з бензиновим карбюратором, у якому відбувається перемішування газу з повітрям. З карбюратора-змішувача підготовлена газоповітряна паливна суміш подається у всмоктувальний колектор двигуна.

Під час роботи на КПП бензиновий електромагнітний клапан знаходиться в закритому положенні, перекриваючи доступ бензину до карбюратора, тому спільна одночасна робота двигуна на бензині і КПП неможлива.

Регулювання подачі природного газу в циліндри виконується за допомогою дросельних заслінок, як і під час роботи на бензині.

Найбільш складними вузлами газопаливної автомобільної апаратури є редуктори тиску.

Одноступеневий редуктор високого тиску зображено на рис. 2.8. Редуктор забезпечує зниження тиску від 20,0...1,2 МПа на вході до 0,8...0,12 МПа на виході внаслідок дроселювання газу в процесі проходження його через зазор між сідлом 11 і клапаном 16 з камери 12 високого тиску. Зусилля пружини, що натискує, 5 передається через мембрану 7 і штовхач 27 на клапан 16. Під час пересовування клапана 16 утворюється зазор між ним і сідлом, через який газ потрапляє в камеру 8 і в канал 9 низького тиску. Якщо тиск газу в балоні нижче за 0,8 МПа, то пружина віджимає клапан 16 штовхачем у відкрите положення, і процес редукування газу припиняється.

Редуктор низького тиску (див. рис. 2.9) виробництва Рязанського заводу автомобільної апаратури об'єднує в одному агрегаті перший і другий ступінь редукування, розвантажувальний і дозуючий економайзерний пристрій та фільтр. У першому ступені тиск газу знижується від 0,8...1,6 МПа до 0,12...0,22 МПа, другий ступінь забезпечує зниження тиску газу до 200...1500 Па.

Розвантажувальний пристрій примусово закриває клапан другого ступеня після зупинки двигуна і забезпечує надлишковий тиск газу на виході з редуктора під час запуску двигуна та його роботи на режимі холостого ходу в умовах мінімальної частоти обертання колінчастого вала двигуна. Під час роботи двигуна на режимах повної потужності подача газу в двигун збільшується за рахунок вимикання дозувального економайзерного пристрою. Дозування подачі газу

при цьому виконуються за допомогою двох каліброваних шайб: регулювання економічності 15 і регулювання потужності 14.

Для запобігання утворення гідратних пробок під час редукування деякі конструкції газових редукторів мають вмонтований підігрівач газу, в якому як джерело тепла використовується рідина із системи охолодження двигуна.

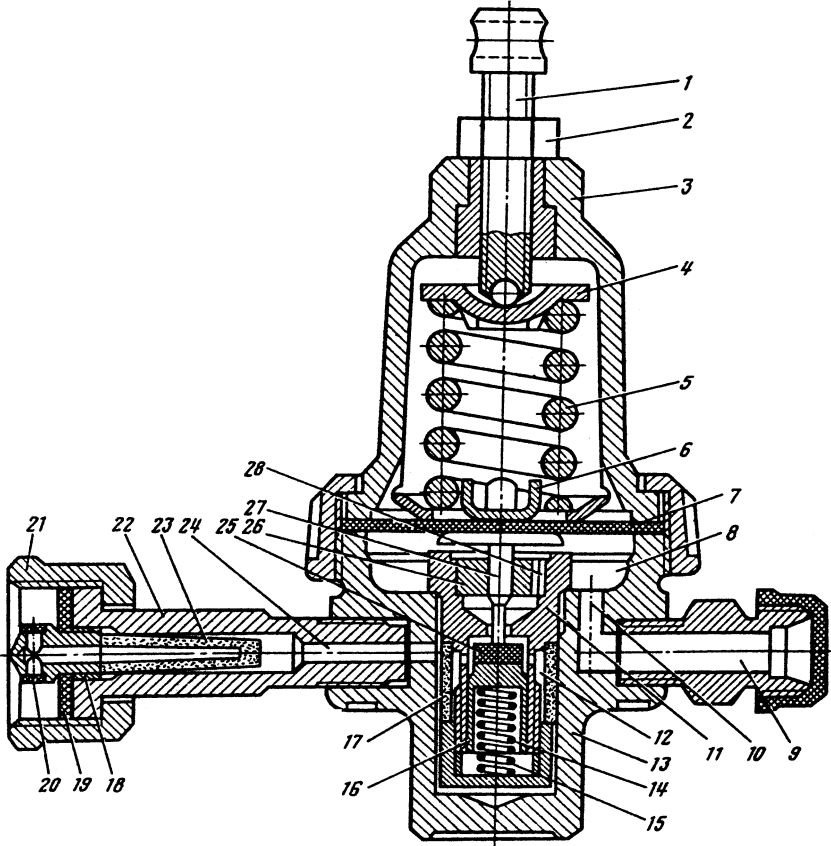


Рис. 2.8. Редуктор високого тиску:

1 — гвинт для регулювання; 2 — гайка; 3 — кришка; 4 — опорна шайба; 5 — пружина; 6 — шайба диску для натискування; 7 — мембрана; 8 — робоча камера; 9, 10 — канал низького тиску; 11 — сідло клапана; 12 — камера високого тиску; 13 — корпус; 14 — порожнина; 15 — пружина; 16 — клапан; 17, 23 — керамічні фільтри; 18 — втулка; 19 — прокладка; 20 — фільтр; 21 — гайка для натискування; 22 — штуцер порожнини високого тиску; 24 — канал; 25 — ущільнювач клапана; 26 — напрямна товчача; 27 — штовхач; 28 — з'єднувальний канал

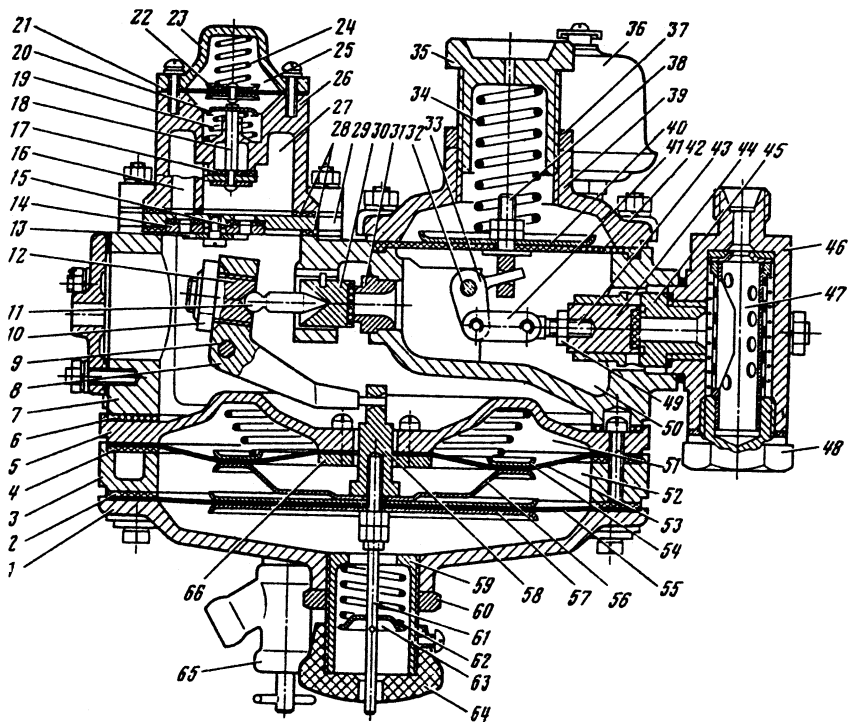


Рис. 2.9. Редуктор низького тиску:

1, 5, 23, 39 — кришка; 2, 4, 6, 28 — прокладка; 3, 7, 26 — корпус; 8 — важіль клапана другого ступеня; 9, 32 — вісі важелів; 10, 37, 49, 60 — контргайки; 11 — штовхач клапана другого ступеня; 12, 43 — гвинт для регулювання; 13 — опорна пластина; 14 — витратна шайба регулювання кількості газу за потужністю; 15 — витратна шайба регулювання кількості газу за економічністю; 16 — канал підведення газу до клапана економайзера; 17 — клапан економайзера; 18 — штовхач; 19, 24, 34, 62 — пружина; 20 — запірна шайба; 21, 42, 53, 55 — мембрана; 22, 54, 57 — диск мембрани; 25 — вакуумна порожнина; 27 — порожнина економайзера; 29 — пластина для встановлення витратних шайб; 30, 44 — клапан другого та першого ступенів; 31, 45 — сидло клапана; 33 — важіль клапана першого ступеня; 35 — регулювальна гайка пружини; 36 — датчик манометра низького тиску; 38 — шток мембрани; 40 — витратна шайба регулювання кількості газу; 41 — з'єднувальна тяга; 46 — корпус газового фільтра; 47 — фільтрувальний елемент; 48 — пробка; 50, 52 — порожнина першого та другого ступенів; 51 — порожнина розвантажувального пристрою; 56 — упор мембрани; 58 — шток; 59 — ніпель мембрани; 61 — стрижень штока; 63 — опорна шайба; 64 — ковпачок; 65 — кран для зливу конденсату; 66 — фланець

Наповнювальний і витратний вентиля для компримованого природного газу мають однакову конструкцію, принцип дії і відрізняються тільки різью на бічному штуцері (див. рис. 2.10). Вони скла-

даються з корпусу 1, клапана 2, з'єднаного за допомогою муфти 3 зі шпindelем 4 і ручним маховиком 5. Клапан 2 має зовнішню різь і вмонтований у корпус 1. Ущільнювачі 8 і 9, захисне 10 і ущільнювальне 11 кільця підтискуються гайкою 12, що забезпечує герметичність вентиля у відкритому положенні клапана 2.

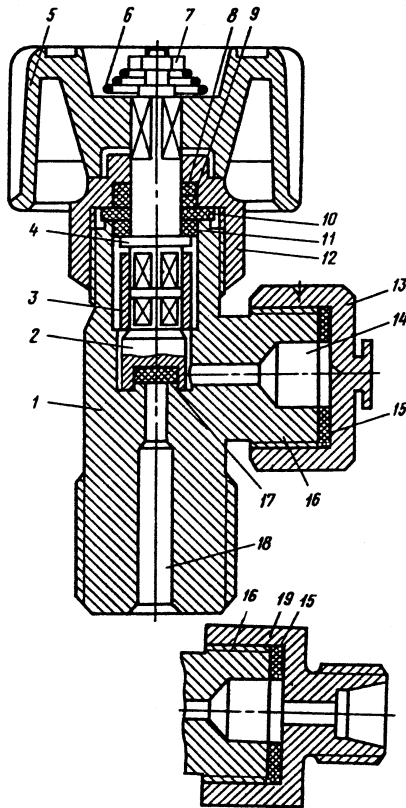


Рис. 2.10. Наповнювальний і витратний вентилі:

1 — корпус; 2 — клапан; 3 — муфта; 4 — шпindel; 5 — ручний маховик; 6 — пружина; 7 — гайка; 8, 9 — ущільнювач; 10 — захисне кільце; 11 — ущільнювальне кільце; 12 — гайка; 13 — гайка-ковпачок; 14, 18 — вихідний канал; 15 — прокладка; 16 — штуцер; 17 — ущільнювач клапана; 19 — перехідний штуцер

Наповнювальний вентиль має штуцер 16, до якого підключаються заправний шланг газорозподільної колонки АГНКС. Витратний вентиль з'єднується з трубопроводом високого тиску газопаливної апаратури через перехідний штуцер 19.

У разі відкручування шпindelя 4 клапан вентиля під дією тиску залишкового газу у балоні знаходиться у відкритому положенні. Газ з балону через відкритий клапан 2, ущільнювач 17 і канал 14 надходить у трубопровід високого тиску. У разі закручування шпindelя клапан 2 перекриває вихід газу через канал 18.

На автомобілях сімейства ЗІЛ і КамАЗ, а також на автобусах ЛАЗ і ЛіАЗ встановлюють спеціальний вузол — хрестовину, що об'єднує у своїй конструкції наповнювальний і витратний вентиля (див. рис. 2.11). До бічного штуцера 13 витратного вентиля 4 приєднані корпус 11 керамічного фільтра і перехідник зі штуцером 2. До бічного штуцера 16 наповнювального вентиля закріплений на різі перехідник 18 з вхідним каналом 19. Наповнювальний вентиль після заправки балонів на АГНКС закривають заглушкою 21.

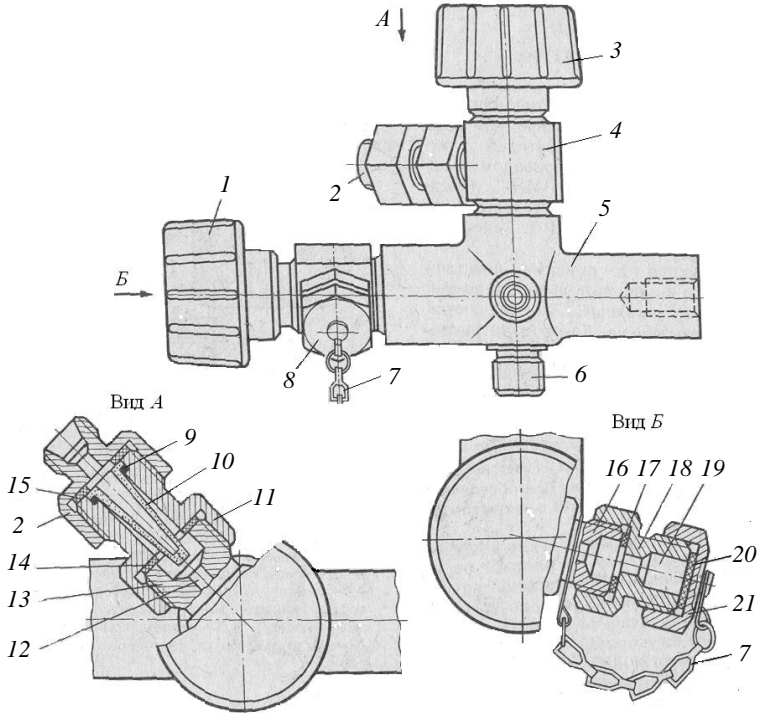


Рис. 2.11. Хрестовина:

1, 3 — маховички; 2 — штуцер перехідника; 4 — витратний вентиль; 5 — штуцер кріплення; 6 — штуцер; 7 — цеп заглушки; 8 — наповнювальний вентиль; 9, 14, 15, 17, 20 — прокладки; 10 — керамічний фільтр; 11 — корпус фільтра; 12 — вхідний канал; 13, 16 — бокові штуцера; 18 — перехідник; 19 — вхідний канал; 21 — заглушка



Газопаливна апаратура, що призначена для легкових автомобілів і автобусів з бензиновими двигунами, відрізняється переважно тільки типом газових балонів високого тиску. Для цих автомобілів застосовуються, як правило, полегшені балони різноманітної конструкції. У багажник легкових автомобілів монтуються балони ємкістю 30...35 л.

В автобусах балони можуть встановлюватись або на рамі під кузовом, або на даху. В останньому разі варто враховувати додаткове навантаження на силові елементи кузова автобуса від маси балонів, а також погіршення стійкості під час руху внаслідок підняття центру ваги спорядженого автобуса від землі. Розташування газопаливної апаратури на легковому автомобілі показано на рис. 2.12, а її підключення до карбюратора двигуна — на рис. 2.13.

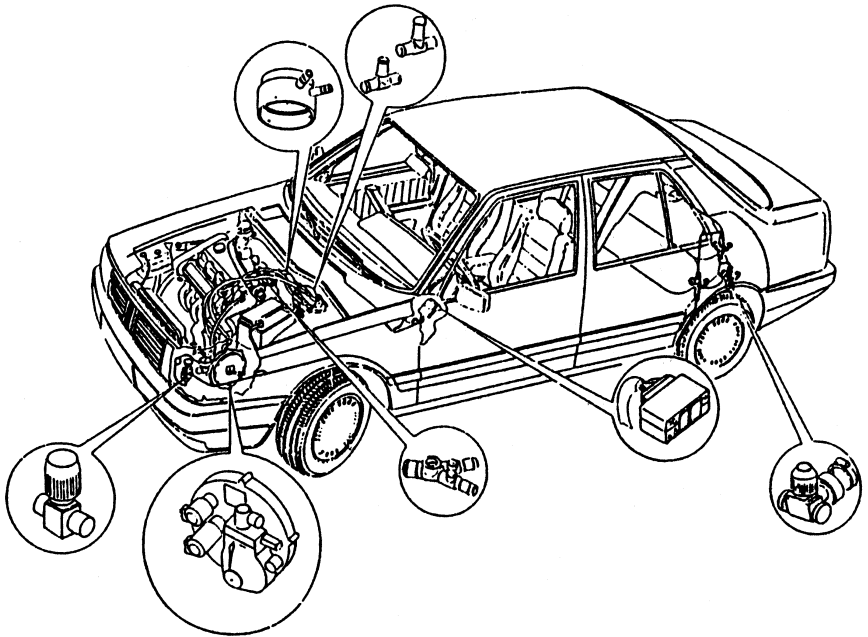


Рис. 2.12. Схема розташування газопаливної апаратури на легковому автомобілі

Для автомобілів, обладнаних двигунами з безпосереднім вприскуванням бензину в циліндри (так звані інжекторні системи живлення), використовується конструкція газового редуктора, який керується від електронного блоку разом з інжектором (рис. 2.14).

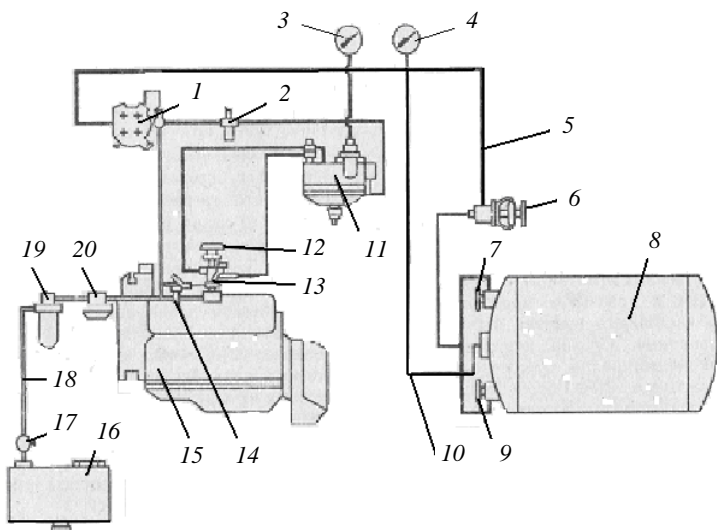


Рис. 2.13. Підключення газопаливної апаратури до карбюратора двигуна автомобіля:

1 — випаровувач; 2 — магістральний фільтр; 3 — манометр низького тиску; 4 — показник рівня СНГ; 5 — газопровід високого тиску; 6 — магістральний вентиль; 7, 9 — вентилі балону; 8 — газовий балон; 10 — електричний провід; 11 — газовий редуктор низького тиску; 12 — змішувач; 13 — проставка під змішувач; 14 — карбюратор з полум'ягасником; 15 — двигун; 16 — бензобак; 17 — краник; 18 — бензопровід; 19 — паливний фільтр; 20 — бензонасос

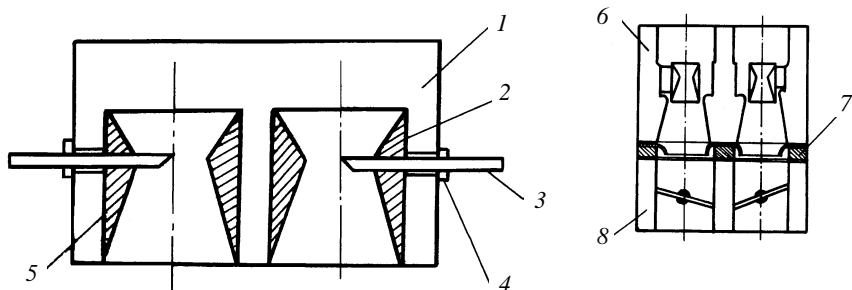
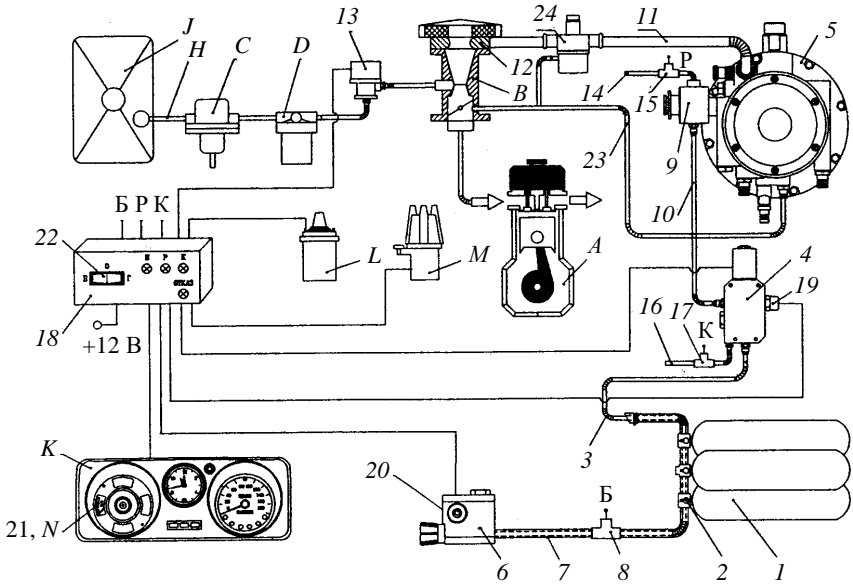


Рис. 2.14. Конструкція газового редуктора інжекторної системи живлення:

1 — корпус карбюратора; 2 — дифузор первинної камери; 3 — штуцер підведення газу; 4 — контргайка; 5 — дифузор вторинної камери; 6 — корпус поплавкової камери; 7 — вставка змішувача; 8 — корпус дросельних заслінок

З 1997 р. в Російській Федерації розпочато серійне виробництво модернізованої автомобільної газопаливної апаратури «САГА-7», розробленої лабораторією сертифікації автомобільної газової апаратури при Центральному науково-дослідному інституті (НАМІ). Вона призначена для роботи на природному газі легкових автомобілів заводів ВАЗ, АЗЛК, ІЖ та ГАЗ («Волга» і «Газель»). Принципову схему газопаливної системи живлення «САГА-7» подано на рис. 2.15.



2.15. Схема газопаливної системи живлення «САГА-7»:

1 — балони; 2 — вентилі; 3 — трубопровід високого тиску; 4 — газовий електромагнітний клапан; 5 — триступеневий редуктор тиску; 6 — заправний пристрій; 7 — дренажний гофрований шланг; 8, 15, 17 — датчик витікання газу; 9 — редуктор високого тиску; 10, 23 — трубопровід; 11 — рукав низького тиску; 12 — газовий змішувач; 13 — бензиновий електромагнітний клапан; 14, 16 — дренажний шланг; 18 — блок електронного пристрою; 19 — датчик тиску; 20 — датчик блокування запуску двигуна; 21 — вимірювач тиску газу; 22 — трипозиційний перемикач виду палива «Бензин — Газ»; 24 — дозатор газу з пневматичним керуванням; А — двигун; В — карбюратор; С — бензонасос; D — фільтр тонкого очищення; J — бензобак; H — датчик тиску; K — приладовий щиток автомобіля; L — котушка запалювання; M — датчик-розподільник запалювання; N — показник рівня палива

Стиснений природний газ зберігається під тиском 20 МПа в балонах 1, що закріплюються в багажному відділенні автомобіля (у малотоннажному вантажному автомобілі «Газель» — на рамі автомобіля під кузовом). У балони вкручені вентилі 2, які послідовно

з'єднані трубопроводом високого тиску 3. Цей трубопровід проходить під дном автомобіля і з'єднує вентиля балонів через газовий електромагнітний клапан 4 з триступеневим редуктором тиску 5, що обігрівається рідиною від системи охолодження двигуна.

Заправний пристрій, розташований в багажному відділенні, також з'єднується цим трубопроводом з вентиля одного з балонів. Трубопровід високого тиску 3 у межах багажного відділення розміщують у дренажному гофрованому шланзі 7.

По цьому шлангу природний газ у разі його витікання через основні ущільнення (заправний пристрій, балонні вентиля або місця з'єднання трубопроводів) виводиться за межі багажного відділення. У гофрований шланг 7 вмонтований датчик витікання газу 8.

З газового редуктора 5 газ подається у змішувач 12 карбюратора по рукаву низького тиску 11, на якому встановлено дозатор газу з пневматичним керуванням 24. Датчики витікання газу встановлені також на дренажному шлангу 14 редуктора високого тиску, що виводить можливі відтоки газу за межі моторного відсіку, а також на дренажному шлангу 16 газового електромагнітного клапана 4. Відтоки можуть виникнути у разі спрацювання захисного клапана редуктора або руйнації його мембрани.

До складу газопаливної апаратури входить блок електронного пристрою 18, до якого залучені: датчики витікання газу 8, 15 і 17; датчик тиску 19; датчик блокування запуску двигуна 20; показник тиску газу (рівня палива) 21 приладового щитка автомобіля К; котушка запалювання L; датчик-розподільник запалювання M і трипозиційний перемикач виду палива «Бензин — Газ» 22.

У разі виникнення відтоку газу в багажному відділенні, у редукторі високого тиску або в електромагнітному газовому клапані на табло електронного блоку загоряється відповідний миготливий світлодіод червоного кольору — «Б», «Р» або «К» і вмикається звуковий сигнал. У разі зупинки двигуна електронний пристрій 18 знімає напругу живлення з газового електромагнітного клапана 4 і припиняє тим самим подачу газу в редуктор високого тиску 9.

Переобладнуючи дизельний двигун на газодизельну експлуатацію, тобто на використання КПП із запальною дозою дизельного палива, поряд з установленням звичайних елементів газопаливної апаратури (газових балонів високого тиску, електромагнітних клапанів, триступеневого газового редуктора тиску, газоповітряного змішувача та арматури) необхідно додатково встановити дозатор газу і доробити регулятор частоти обертання дизеля.

Принципову схему переобладнання дизельного автомобіля для роботи на газодизельній суміші наведено на рис. 2.16.

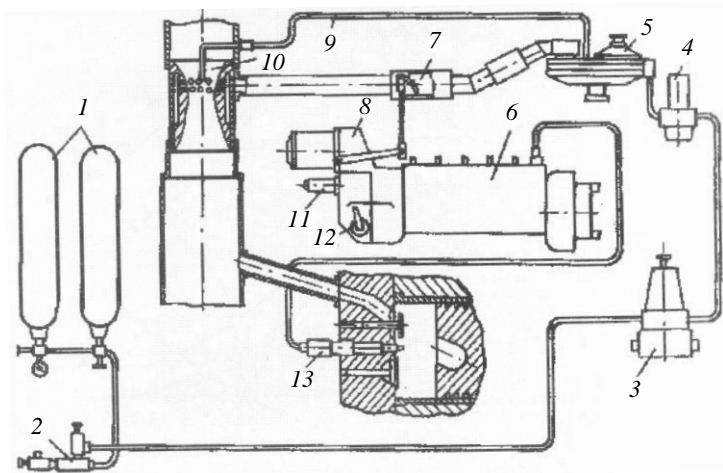


Рис. 2.16. Схема переобладнання дизельного автомобіля для роботи на газодизельній суміші:

1 — балони; 2 — хрестовина заправно-витратного вузла; 3 — редуктор високого тиску; 4 — електромагнітний клапан; 5 — редуктор низького тиску; 6 — паливний насос високого тиску; 7 — дозатор газу; 8 — привід дозатора; 9 — імпульсна трубка; 10 — газоповітряний змішувач; 11 — електромагніт; 12 — регулятор швидкості; 13 — форсунки

Стиснений природний газ, що знаходиться в балонах 1 під тиском 20 МПа, під час відкриття витратного вентиля хрестовини 2 подається послідовно в редуктор високого тиску 3 і далі через електромагнітний клапан 4 у редуктор низького тиску 5.

Редукований газ із тиском 80...150 Па подається в дозатор газу 7 і далі в газоповітряний змішувач 10. Привід 8 дозатора 7 керується регулятором швидкості 12.

Таким чином, природний газ подається в циліндри дизеля в суміші з повітрям через всмоктувальний колектор. Під час роботи двигуна тільки на дизельному паливі без природного газу регулятор швидкості 12 керує рейкою паливного насоса високого тиску 6, змінюючи залежно від режиму роботи двигуна величину подачі дизельного палива в циліндри через форсунки 13.

У разі перемикання двигуна на газодизельну експлуатацію електромагніт 11 утримує рейку паливного насоса в положенні, що відповідає навантаженню двигуна на режимі холостого ходу. Тому паливний насос 6 подає у циліндр через форсунку 13 лише невелику дозу дизельного палива, яка необхідна для запалення газоповітряної

суміші, що потрапляє в циліндр зі змішувача 10. Ця запальна доза може становити 10...20 % від величини подачі дизельного палива на режимі максимальної потужності дизеля.

Регулювання витрати газового палива здійснюється спільною роботою дозатора газу 7 і редуктора низького тиску 5, що з'єднується імпульсною трубкою 9 із газоповітряним змішувачем 10. Якщо двигун не працює, подача газу в змішувач автоматично припиняється.

Запуск двигуна і його робота на холостому ході виконується на дизельному паливі.

Переведення двигуна на газодизельну суміш здійснюється водієм автомобіля за допомогою перемикача, встановленого на приладовій панелі. Для вимикання одночасної подачі в двигун номінальних витрат дизельного палива і природного газу передбачається блокування, що дозволяє відкрити електромагнітний газовий клапан 4 тільки за умови обмеження пересування рейки в положення «холостий хід».

Газові балони високого тиску, що застосовуються в даний час на автомобілях, відрізняються за конструкцією, вмістом, масою, габаритами та матеріалами, з яких їх виготовлено.

Найчастіше виготовляються балони циліндричної форми. Робочий тиск у них для зберігання КПП приймається 20,0...22,0 МПа. Відповідно до норм, прийнятих у країнах СНД, руйнівний для балона тиск повинен як мінімум у 2,6 рази перевищувати робочий тиск, тобто не менше 52,0 МПа. При цьому характер руйнування балона повинен бути безсколковим, у тому числі й у разі наскрізного пробиття стінки балона кулею калібру 7,62 мм.

Балон розраховується на заповнення до розрахункового тиску у 1000 разів на рік протягом усього розрахункового терміну служби, що становить 20 років. Слід зазначити, що запас міцності балонів було встановлено технічними вимогами для країн СНД і дорівнює 2,6, а у країнах Західної Європи він обмежується величиною 2,25...2,50. Так, всесвітньо відомі італійські фірми — виробники балонів «Фабер» і «Богап» випускають балони з запасом міцності 2,25, а фірми «Симмел» (Італія) і «Маннесман» (Німеччина) — із запасом міцності 2,5.

Технічна досконалість балонів високого тиску характеризується величиною питомої маси балона, що припадає на 1 л його вмісту. Питома маса балонів істотно залежить від застосовуваних матеріалів і технології виготовлення. Для виготовлення балонів використовуються вуглецеві або леговані сталі та алюмінієві сплави. Найбільшу питому масу мають балони, виготовлені з безшовних гарячекатаних або холоднотягнутих труб з наступним гарячим формуванням горловини. Так, наприклад, балони місткістю 50 л (діаметр 219 мм, до-

вжина 1650 мм), виготовлені Маріупольським металургійним комбінатом ім. Ільча з вуглецевої сталі, мають питому масу 1,9 кг/л, а з легованої сталі — 1,3 кг/л.

Якщо виготовляти сталеві балони методом глибокого штампування з листової заготовки з наступним холодним розкачуванням циліндричної частини балона і гарячим формуванням горловини, то питома маса знижується у результаті поліпшення кристалічної структури сталі і більш тонкої товщини стінок балона. Фірма «Фабер», використовуючи цю технологію, одержує для балона діаметром 326 мм, довжиною 835 мм і вмістом в 50 л питому масу 0,86...0,87. Аналогічні балони випускаються заводом у м. Бердичів Житомирської області. Подальше зниження питомої маси автомобільних балонів забезпечується використанням композитних матеріалів.

Як герметичний прошарок у таких балонах використовується металева гільза, а необхідний запас міцності забезпечується намотуванням поверх гільзи скловолокна або інших надміцних волокон з одночасним насиченням в'язучою речовиною.

Наприклад, АТ «Техномаш» (м. Москва), використовуючи композитні конструкції зі сталевією гільзою, виготовляє балони з питомою масою 0,81...1,04 кг/л, а у разі заміни сталі на марку з більш високою міцністю забезпечує питому масу 0,66...0,76 кг/л. Такий балон місткістю 51 л з діаметром 254 мм і довжиною 1262 мм має масу 33,5 кг. Англійська фірма «Туффшелл» виготовляє композитні металопластикові балони з алюмінієвою гільзою, що дозволяє одержати питому масу балонів 0,47...0,49 кг/л.

Найменшу питому масу на даний час забезпечує виготовлення балонів високого тиску з надміцних вуглепластиків — до 0,25 кг/л, проте вартість таких суперлегких автомобільних балонів збільшується в 3...4 рази порівняно зі сталевими безшовними балонами.

Перспективні технології виготовлення безшовних сталевих балонів з питомою масою 0,75...0,80 розроблено Дніпропетровським трубним інститутом. В Інституті електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України розроблено технології виробництва полегшених металопластикових балонів з гільзою зварної конструкції з надміцної легованої сталі, яка посилена бандажем із сталевого дроту або покрита вздовж циліндричної частини балона прошарком склопластику. Питома маса таких балонів становить 0,68...0,70 кг/л.