

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**Кулик М.С., Орлов І.О.,
Капітанчук К.І., Волянська Л.Г.**

**АВТОМОБІЛЬНІ
ГАЗОНАПОВНЮВАЛЬНІ КОМПРЕСОРНІ
СТАНЦІЇ**

**Частина 1
Історія, сучасність, перспективи розвитку**

За редакцією заслуженого діяча науки і техніки України,
лауреата Державної премії України в галузі науки і техніки,
професора, доктора технічних наук
М.С. Кулика

Київ 2020

УДК 625.748.54:665.72(075.8)
А 224

*Рекомендовано Вченою радою
Національного авіаційного університету
Протокол № 9 від 19.11.2020*

Рецензенти:

А.А. Халатов, академік НАН України, д-р техн. наук, проф.,
керівник відділу Інституту технічної теплофізики НАН України;
В.М. Дихановський, д-р техн. наук, заст. Голови секції прикладних проблем
при Президії НАН України;
В.В. Панін, д-р техн. наук, проф., ректор Державного університету
інфраструктури та технологій

Кулик М.С., Орлов І.О., Капітанчук К.І., Волянська Л.Г.

А 224 Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції. Частина 1. Історія, сучасність, перспективи розвитку: підручник / під ред. проф. М. С. Кулика. – 2-ге вид., допов. К.: Державний університет інфраструктури та технологій, 2020. 320 с.

ISBN 978-617-7449-14-9

Підручник «Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції»: складається з двох частин, а саме: частина 1 «Історія, сучасність, перспективи розвитку» та частина 2 «Конструкція, експлуатація».

Містить основні аспекти розв'язання проблеми використання стисненого природного газу як моторне паливо для автомобільного та внутрішнього згоряння двигунів. Розглянуто принципи технологічні схеми сучасних і перспективних автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС) гаражного типу. Детально проаналізовано основні технологічні процеси, що відбуваються на АГНКС. Розглянуто конструкцію основного устаткування АГНКС.

Призначений для фахівців нафтогазової галузі, студентів вищих навчальних закладів, що навчаються за спеціальністю «Енергетичне машинобудування», а також може бути корисним працівникам науково-дослідних, проектно-конструкторських та інших організацій, що займаються проектуванням і експлуатацією АГНКС.

УДК 625.748.54:665.72(075.8)

© М. С. Кулик, 2020 р.
© І.О. Орлов, 2020 р.
© К. І. Капітанчук, 2020 р.
© Л.Г. Волянська, 2020 р.
© НАУ, 2020 р.

ISBN 978-617-7449-14-9

Розповсюджувати та тиражувати без офіційного дозволу НАУ забороняється

Передмова	5
Розділ 1. Види моторних палив альтернативні нафтовим	7
1.1. Нафтові моторні палива	7
1.2. Застосування альтернативних і композитних палив	9
1.2.1. Курка чи яйце?	11
1.2.2. Батіг або пряник?	12
1.2.3. Переобладнання чи серійне виробництво?	13
1.3. Історія розвитку АГНКС	14
1.4. Використання стисненого природного газу в країнах світу	19
Розділ 2. Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції	25
2.1. АГНКС зразка 50-х років	25
2.2. Основне обладнання газонаповнювальних станцій	27
2.3. Стационарна станція АГНКС–500 за проектом ПівденНДПіпрогазу	32
2.3.1. АГНКС – 500 з компресорами 2ГМ4–1,3/12–250	35
2.3.2. АГНКС – 500 з компресорами 4HR3KN–200/210–5–249WL (ФРН)	54
2.3.3. АГНКС–500 з компресорами 2BVTN/3 (Італія)	70
2.4. АГНКС блочно-комплектного і блочно-контейнерного виконання	78
2.4.1. АГНКС–500 "заводської готовності"	78
2.4.2. АГНКС–250 з компресорами 4ГМ 2,5–1,2/10–250 або 4ГМ 2,5–1,8/5–250 АТ «Сумське машинобудівне НВО»	85
2.4.3. АГНКС– 250 з компресорами 2НВ2К160/100 «S» або «S1» (ФРН)	92
2.5. Малогабаритні гаражні станції (АГНКС– МГ або гаражні)	100
2.5.1. Малогабаритна гаражна станція фірми «Нуово-Піньоне»	103
2.5.2. Малогабаритна гаражна станція фірми «ЛМФ»	105
2.5.3. Малогабаритна гаражна станція фірми «Гідромеханіка»	109
2.5.4. Гідравлічні дотискувальні станції компанії «Sicom»	110
2.5.5. Виробниче об'єднання "Барикади" (РФ)	112
2.5.6. Модульні АГНКС фірми «Бауер»	115
2.5.7. Модульні АГНКС АТ «Сумське машинобудівне НВО»	117
2.5.8. Розробки АГНКС організаціями України	118
2.5.9. Гаражні АГНКС	120
2.6. Пересувні автогазозаправники	124
2.6.1. Основні технічні показники пересувних автогазозаправників	124
2.6.2. Особливості конструкції пересувних автогазозаправників	136
2.6.3. Типорозмірний ряд пересувних автогазозаправників	141
2.7. Стиснений природний газ низького та середнього тиску	166
2.8. Норми технологічного проектування АГНКС	170
2.8.1. Визначення імовірнісних характеристик АГНКС	170
2.8.2. Визначення оптимального числа газозаправних колонок	175
2.8.3. Визначення оптимального об'єму акумулятора газу	176
2.8.4. Експлуатаційні показники роботи АГНКС–500	184
Розділ 3. Фізико-хімічні та моторні властивості природного газу	193
3.1. Класифікація нафтових моторних палив	193
3.2. Використання природного газу на транспорті	202
3.2.1. Застосування зрідженого нафтового газу	202
3.2.2. Застосування стисненого природного газу	202
3.2.3. Застосування скрапленого природного газу	204
3.2.4. Газогенераторні гази	206
3.2.5. Техніко-експлуатаційні вимоги до газового палива	209

3.2.6. Стандарти і технічні умови на виробництво природного газу	210
3.2.7. Показники якості газових палив	215
3.2.8. Нормування витрати палива для газобалонних автомобілів.....	216
3.3. Автотранспорт і навколишнє середовище	217
3.3.1. Основні показники роботи автомобільних поршневих двигунів	218
3.3.2. Негативні наслідки автомобілізації	219
3.3.3. Компоненти газового палива	221
3.3.4. Шкідливі домішки газових палив і їх властивості	223
3.3.5. Горіння палив, закономірності утворення токсичних і канцерогенних інгредієнтів у циліндрах ДВЗ.....	225
3.3.6. Хімічні реакції та тепловий ефект повного згорання газів	231
3.3.7. Кількість повітря, що необхідна для повного згорання газового палива та кількість продуктів повного згорання газового палива	233
3.3.8. Температура горіння газу	235
3.3.9. Теплові втрати при спалюванні газового палива	236
3.3.10. Методи аналізу димових газів при повному і неповному згорянні	240
3.4. Поширення полум'я в нерухомих газоповітряних сумішах	244
3.4.1. Ланцюгові реакції в газоповітряній суміші	244
3.4.2. Температура запалення і тепловий вибух газоповітряної суміші	247
3.4.3. Рівномірне поширення полум'я в холодній газоповітряній суміші	251
3.4.4. Межі вибуховості газоповітряних сумішей	255
3.4.5. Явища вибуху і детонації	258
3.5. Вологість і вологовміст газу	259
3.6. Прилади визначення вологи в газі	266
3.7. Установки осушення газу на АГНКС	271
3.7.1. Установа осушення стиснутого природного газу на АГНКС 50...60-х рр.	271
3.7.2. Установки осушення стисненого природного газу БКУО-4,0/25 та АдМ-4,0	273
3.7.3. Установа осушення стиснутого природного газу АГНКС АТ «Сумське машинобудівне НВО»	280
3.7.4. Установа осушення стисненого природного газу АГНКС-250 німецького виробництва	283
3.7.5. Аналіз роботи установок осушення газу на АГНКС	289
3.7.6. Енергозберігаючі технології осушення стисненого природного газу	292
3.7.7. Аналіз ефективності роботи вологомасловіддільників	298
3.7.8. Робота установки осушення газу при потраплянні до неї масла	305
3.7.9. Перспективи осушення природного газу на АГНКС	309
Список рекомендованої літератури	316

ПЕРЕДМОВА

Історія створення автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС) починається у 1930-ті роки минулого століття. Вперше концепція розвитку мережі АГНКС з'явилася в Італії і отримала подальше розповсюдження у всьому світі. На сьогодні у світі експлуатується біля 10 млн машин на стисненому природному газі (СПГ). Побудовано біля 9000 АГНКС у різних країнах.

Світовий ринок природного газу, який використовується як моторне паливо, сформувався у першій половині ХХІ сторіччя і об'єднав розрізнені національні та регіональні ринки [1, 2, 6, 13, 14].

Основними індикаторами такого ринку є:

- парк газових автомобілів;
- кількість газозаправних станцій;
- запит на метан для транспорту;
- ціна на СПГ на фоні цін на бензин, дизельне паливо, а також сиру нафту.

Запит на природний газ для транспорту продовжує зростати. Крім традиційних його споживачів – автомобілів різних класів, він стає привабливим паливом для залізничного та водного транспорту. В майбутньому можливо переведення на метан авіаційних двигунів.

За даними Агентства NGV Communications Group [41] на 2015 рік основні показники світового ринку природного газу для транспорту склали:

- парк автомобілів на метані – 22,5 млн одиниць;
- газозаправна мережа – 26,5 тис станцій;
- запит на СПГ – 29,4 млрд кубічних метрів.

Далеко не всі країни надають дані про внутрішній ринок. У тому числі такі потужні споживачі як Китай, Пакистан, Таїланд, Узбекистан. У 2014 році фактичне споживання природного газу на потреби транспорту склало 40,4 млрд кубічних метрів [42].

У Європі у 2014 році на метані працювали 1,8 млн машин; побудовано майже 4700 АГНКС зі споживанням 3,67 млрд кубічних метрів природного газу. Середня ціна природного газу для транспорту в той час була на 43...47% меншою за ціну дизельного палива і бензину в перерахунку на кубічний метр.

За прогнозами на 2020 рік глобальне споживання природного газу транспортом досягне 75 млрд кубічних метрів у рік без урахування об'ємів газу для бункеровки суден водного транспорту.

Такі ж цифри надає прогноз компанії Wood Mackenzie, за яким до 2030 р. споживання природного газу на транспорті зросте у чотири рази відносно 2012 р. (до 160 млрд кубічних метрів). Половину цього об'єму транспорт буде споживати у зрідженому стані, тобто 10% від глобального ринку СПГ. Загальна доля транспорту у світовому споживанні природного газу може зрости до 3,4% [43].

У наш час природний газ для автомобілів використовують у 86 країнах світу. АГНКС та КріоАЗС вже збудовані у 2900 населених пунктах світу. На стадії будівництва знаходяться майже 1400 газових заправок.

За оцінкою спеціалістів Журналу NGV Journal, у 2020 році заправку автомобілів метаном на Землі будуть виконувати 30 тис заправокних колонок (dispensers), де працюватиме 800 тис людей [44].

Для України розв'язання проблеми використання природного газу як моторного палива має особливе значення, оскільки це дасть змогу істотно зменшити її залежність від імпорту нафти і нафтопродуктів та кардинально поліпшити екологічну ситуацію, ускладнену наслідками Чорнобильської катастрофи [1, 13, 16, 18].

Для цього в Україні є всі необхідні передумови, а саме [1]:

- власні ресурси природного газу набагато перевищують запаси нафти;

- понад 10 тис. кілометрів магістральних газопроводів великого діаметра і понад 30 тис. кілометрів розподільних газопроводів, що охоплюють усі регіони України;
- розвинута мережа АГНКС (90 станцій) по всій території України загальною потужністю 687,5 млн кубічних метрів), що забезпечує проїзд автотранспортних засобів на стисненому природному газі у будь-яку точку країни [45];
- потокове виробництво сталевих балонів високого тиску і серійне виробництво АГНКС;
- науково-технічні розробки світового рівня з проблем використання газу на транспорті інститутів Національної Академії наук України: Інституту газу (розробка паливних систем живлення двигунів), Інституту електрозварювання ім. Є. О. Патона (технології виробництва полегшених зварних балонів високого тиску), Науково-дослідного трубного інституту (м. Дніпропетровськ), ВАТ «Інжинірингово-виробниче підприємство «ВНПТРАНСГАЗ» (м. Київ) та ін.

Спеціалістами цих організацій розроблено Енергетичну стратегію України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», яка передбачає заміщення близько нафтових моторних палив і додаткове будівництво АГНКС гаражного типу на 50 заправок на добу [46].

Реалізація завдань цієї програми потребує підготовки великої кількості висококваліфікованих спеціалістів, спроможних грамотно вирішувати всі технічні завдання, пов'язані із застосуванням газового палива на транспорті.

Монографія «Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції»: складається з двох частин, а саме: частина 1 «Історія, сучасність, перспективи розвитку» та частина 2 «Конструкція, експлуатація».

Монографія призначена для фахівців нафтогазової галузі, студентів вищих навчальних закладів, що навчаються за спеціальністю «Енергетичне машинобудування», а також може бути корисним працівникам науково-дослідних, проектно-конструкторських та інших організацій, що займаються проектуванням і експлуатацією АГНКС.

Розділ 1 частини 1 написано доктором технічних наук, професором М. С. Куликом, розділи 2, 3 – кандидатом технічних наук І. О. Орловим та кандидатом технічних наук, доцентом К. І. Капітанчуком.

1.1. Нафтові моторні палива

Відносно малі та нерівномірно розподілені запаси нафти на Землі, збільшення виробництва автомобілів, різко зростаючі як локальні, так і глобальні екологічні проблеми змушують знову і знову повертатися до питання про взаємозв'язок "автомобіль – двигун – енергоносії – навколишнє середовище". В даний час гостро стоїть питання про розробку і, головне, – впровадження принципово нових технологій переробки нафти і розширення виробництва високоякісних чистих нафтових моторних палив. Назріла також необхідність у вишукуванні та широкому використанні енергетично ефективних і екологічно чистих альтернативних моторних палив.

Є два шляхи вирішення проблемних питань у цій системі [4, 5, 13, 17, 19]:

- перший – створити екологічно високоякісні штучні аналоги бензину і дизельного палива, наприклад шляхом їхнього виробництва з вугілля, горючих сланців тощо, залишивши двигун внутрішнього згорання (ДВЗ) практично без змін;

- другий – розробити новий енергетично й екологічно більш досконалий двигун (енергоустановку) чи принципово модернізувати традиційний ДВЗ для ефективного використання високоякісних нафтових, альтернативних і композитних видів палива.

З кожним роком зростає попит на високооктановий бензин, для випуску якого нафтопереробній промисловості необхідні величезні кошти на реконструкцію виробництва. Відмова України використовувати тетраетилсвинець потребує застосування альтернативних домішок, які підвищують октанове число бензину.

Всесвітня паливна хартія 1998 року заборонила введення свинцю, марганцю, заліза та інших металовмісних добавок до бензину через їхній негативний вплив на навколишнє природне середовище і двигуни внутрішнього згорання. Ефірні добавки почали заборонятися у розвинених країнах унаслідок їхньої високої проникаючої здатності та забруднення ними ґрунтових вод. Тому увага в Україні приділяється застосуванню етанолу і монометиланліну як високооктанових домішок до бензину, використання яких приводить до зменшення забруднення атмосферного повітря [1, 4, 5, 31].

Асортимент автомобільних бензинів сьогодні досить широкий: А-76, АІ-80, АІ-91, АІ-92, АІ-93, АІ-95, АІ-96. Основна відмінність в експлуатаційних властивостях усіх цих бензинів – детонаційна стійкість, що виражається октановим числом. Методом прямої перегонки нафти принципово можна одержати бензин з октановим числом не більше 80 одиниць (А-76, АІ-80) без застосування будь-яких домішок [4, 7–12, 17, 19, 36, 38].

Але виробництво "прямогонного" бензину – недозволена розкіш: по-перше, з кожної тони нафти його вийде чи майже не вдвічі менше, по-друге, не з усякої нафти можна взагалі одержати "прямо", бензин АІ-80, а тим паче – АІ-91. Тому в реальній практиці необхідне октанове число досягають двома способами.

Перший – піддають прямогонний бензин вторинній переробці (каталітичний риформінг, крекінг тощо), що вимагає значних витрат праці, часу і коштів.

Другий спосіб – додають у прямогонний бензин антидетонаційну присадку – антидетонатор. Отриманий у такий спосіб бензин є значно дешевшим але значно більш екологічно шкідливим.

Застосовувані в даний час антидетонатори та їх основні показники подано в табл. 1.1. Вони здатні завдати шкоди як нашому здоров'ю, так і автомобілю.

Серед усіх використовуваних антидетонаторів найбільш відомий тетраетил-свинець (ТЕС), який використовується з 1923 року. Підвищення за допомогою цього октанового числа обходиться у п'ять–десять разів дешевше, ніж при використанні інших антидетонаторів, але екологічний збиток від його застосування на порядок більше. Тому в країнах Західної Європи, США, Японії цілком відмовилися від використання етилованих

бензинів. У Росії частка неетилованих бензинів становить біля половини, але тільки 15% з них – високооктанові.

Таблиця 1.1. Показники використуваних антидетонаторів

<i>Тип або назва</i>	<i>Склад</i>	<i>Негативний ефект</i>
ТЕС	Тетраетилсвинець	Сильна канцерогенна дія, небезпечні забруднення навколишнього середовища, згубний для нейтралізаторів автомобілів
МЦТМ на основі марганцю	Метилциклопентадіентрикарбоніл	Недостатня стабільність у паливі, зниження ресурсу свіч запалювання, деяке підвищення концентрації твердих часток і зниження ресурсу нейтралізаторів відпрацьованими газами
Ферроцени на основі заліза	Діметилферроценіл, карбоніл-ферроцен	Підвищення зносу двигуна і смолоутворення
Ферроцени на основі амінів	Суміш монометиланіліну та аніліну-екстраліну	Збільшення смолоутворення та окислюваності палива
МТБЕ	Метилтретбутиловий ефір	Збільшення відкладень, а також рівнів викидів з відпрацьованими газами оксидів азоту й альдегідів
Фетерол	Суміш МТБЕ з третбутиловим ефіром	Те саме
Етанол		Низька гідролітична стабільність (боїться вологи), вплив на гуму і пластмаси
Метанол		Те саме плюс летючість і токсичність парів

Високооктанових бензинів на вітчизняних нафтопереробних заводах, вироблялося близько 30% від потреби автотранспортних засобів України. Причому основною причиною недовироблення моторних палив в Україні з імпортованого обсягу нафти є невисока глибина її переробки (на рівні 52%) і відсутність сучасних технологій виробництва високоякісних палив.

Тому в Україні на автотранспортних засобах в основному використовуються екологічно низькоякісні палива: етиловані бензини, бензини з високим вмістом (до 70%) ароматичних вуглеводнів (у європейських країнах, США, Японії цей показник обмежений 25%).

У вітчизняних дизельних паливах допускається вміст сірки на порядок вище, ніж у названих країнах. Слід також зазначити, що при використанні таких палив неможлива практична реалізація на автомобілях систем каталітичної нейтралізації вихлопних газів.

За даними [6] більшість із 236 українських родовищ, що перебувають у промисловій експлуатації, є дуже малими, маючи початкові запаси до 1 млн т нафти (88 % розвіданих). Понад 57 % запасів є важковидобувними.

Максимальний рівень видобутку, досягнутий в Україні у 1970-х (для нафти з газовим конденсатом – 14,5 млн т у 1972 р.), було забезпечено завдяки десяти родовищам, виснаженим сьогодні на 90...98 %.

У 2017 р. в Україні було видобуто лише 2,2 млн т сировини (-4,2 %), з них нафти 1,5 млн т (-9,4 %), газового конденсату 0,7 млн т (+1,5 %), зокрема нафти підприємствами НАК «Нафтогаз України» – 1,4 млн т (-9,4 %), газового конденсату – 0,5 млн т (+1,5 %). При цьому ПАТ «Укрнафта» і ПАТ «Укргазвидобування» скоротили видобуток нафти на 8,5 і 20 % (до 1,32 і 0,08 млн т), збільшивши вилучення газового конденсату на 1,5 % (до 0,06 і 0,39 млн т). Інші нафтогазовидобувні компанії також зменшили видобуток нафти.

За даними Державної фіскальної служби України експорт нафти в січні – серпні й жовтні – грудні 2017 р. не здійснювався. У вересні експортовано 83,5 тис. т нафтової сировини на 28,9 млн дол. США [47].

Якщо у 1990 р. Україна виробляла 8,4 млн т моторного бензину, то у 2004 році обсяг виробництва даного енергетичного продукту склав 5 млн т, у 2013 – 1 млн т, а у 2016 – 0,74 млн т. Високі темпи падіння спостерігаються й у виробництві дизельного пального для автомобільного і залізничного транспорту. У 1990 році обсяг виробництва даного виду продукції складав 12,7 млн т, у 2004 – 6,3 млн т, у 2013 – 1 млн т, у 2016 – 0,63 млн т.

За аналізований період значно скоротилась й первинна переробка нафти. Якщо у 1990 році її обсяг становив 59 млн тонн, у 2004 – 22 млн тон, то у 2013 – 3,5 млн тон, а у 2016 – 2,8 млн тон. Вид і якість використовуваних палив у значній мірі визначають експлуатаційну паливну економічність, параметричну надійність, ресурс ДВЗ і особливо – екологічні показники автомобіля [5, 14, 19].

Викиди з відпрацьованими газами автомобіля оксидів сірки і металів прямо пропорційні їхньому вмісту в паливах; при зниженні вмісту ароматичних вуглеводнів у паливах істотно знижуються викиди вуглецевих сполук, у тому числі канцерогенних інгредієнтів і сажі [31, 34, 36, 38].

Рівні викидів оксидів азоту також у значній мірі визначаються видом використовуваних палив. Тому з підвищенням якості нафтових палив знижуються рівні їхнього споживання, термічного і еколого-хімічного забруднення навколишнього середовища автотранспортом. Отже, виробництво і широке використання високоякісних нафтових палив є в даний час одним з найважливіших напрямів у підвищенні паливної економічності, термічної й екологічної досконалості, параметричної надійності та ресурсу транспортних теплових двигунів і автомобілів у цілому.

Без використання високоякісних палив проблематичною є сама можливість вирішення екологічних проблем транспорту. Тому питання інвестування вітчизняних нафтопереробних заводів для їхньої реконструкції та модернізації, упровадження нових високоефективних технологій для виробництва високоякісних (екологічно чистих) палив є першорядним як для розв'язання паливно-екологічних проблем автотранспорту в Україні, так і для можливості експортування зазначених палив за кордон.

Парламент ЄС планує ввести обмеження кількості сірки також у дизельному паливі для досягнення екологічних вимог Євро-4 стосовно до транспортних засобів з дизельними двигунами.

Зниження кількості сірки в паливах буде сприяти як зниженню рівнів викиду оксидів сірки з відпрацьованими газами, так і підвищенню ефективності та надійності роботи каталітичних нейтралізаторів вихлопів автомобілів.

1.2. Застосування альтернативних і композитних палив

Як моторні палива на автомобільному транспорті традиційно використовуються продукти нафтопереробки. У сумарному споживанні енергоносіїв автомобілями їх частка складає від 90% до 96%. Використання альтернативних моторних палив має обмежений характер. Але високі темпи розвитку і застосування ДВЗ на транспортних засобах викликають безупинне збільшення потреби в продуктах переробки нафти – бензині та дизельному паливі.

Природні ж ресурси нафти обмежені, витрати на її видобуток зростають і тому назріла необхідність у більш широкому й ефективному використанні різноманітних замінників нафтових палив.

Замінниками нафтових палив можуть бути вуглецеводневі сполуки: спирти – метанол (CH_3OH) або етанол ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$), ізооктан (C_8H_{18}), зріджений газ пропан (C_3H_8) з бутаном (C_4H_{10}), природний газ метан (CH_4) та ін.; а також водень (H_2) і водневі

промислові гази (кокові тощо). Деякі з цих заміників можуть застосовуватися в сумішах або у сполученні з бензином або дизельним паливом [1, 4, 5].

До найбільш прийнятних заміників нафтових палив в наш час відносять, у першу чергу, природний газ (метан) і спиртові палива, наприклад метанол. Характеристика сучасних альтернативних моторних палив надана в табл. 1.2 та 1.3.

Основними причинами, що змушують автомобілебудівників, ділові кола та уряди окремих країн розширювати використання альтернативних моторних палив, є такі:

1. Відсутність або обмеженість власних нафтових ресурсів і неухильне підвищення світових цін на нафтопродукти.

Наприклад, Україна забезпечена власними ресурсами нафти тільки на 5...10%, вартість імпортованої нафти становить більше 7 млрд доларів США, а вартість додатково імпортованих нафтових моторних палив – близько 2 млрд. дол. США на рік. У США, населення яких становить 4% від світового, споживають приблизно 40% усього бензину, виробленого на планеті, і витрачають тільки на імпорт нафти понад 100 млрд доларів.

2. Зростаючі темпи забруднення навколишнього середовища шкідливими складовими викидів підприємств нафтопереробки, токсичними і канцерогенними компонентами газів відпрацьованих автотранспортних засобів з бензиновими і дизельними двигунами

Таблиця 1.2. Характеристика альтернативних моторних палив

Оціночні показники	Біопаливо на основі рослинних олій	Стиснений природний газ (метан або СПГ)	Зріджений нафтовий газ (пропан-бутан або ЗНГ)	Діметил-ефір
Хімічна формула	Суміш жирних кислот $C_{57}H_{110}O_6$	CH_4	C_3H_8 C_4H_{10}	CH_3OCH_3
Ресурси для виробництва, сировинна база	Поновлювані	Значні	Продукт нафтопереробки, аналогічні нафті	Вугілля, природний газ
Вартість 1 МДж щодо дизельного палива	0,7...1,0	0,5	0,65	1...1,5
Екологічні показники	Краще дизельного палива	Гарні	Гарні	Краще дизельного палива
Моторні властивості (порівняно з дизельним паливом)	Близькі до дизельного палива, вимагають підігріву для зниження в'язкості	Високе октанове і цетанове число дозволяє використовувати в дизелях по газодизельному циклу і двигунах із запалюванням від іскри з високим ступенем стиску	Високе октанове число і низьке цетанове число	Близькі до дизельного палива
Область застосування	Дизелі з адаптованою паливною системою	Газодизельні двигуни, двигуни з запалюванням від іскри однопаливні та двопаливні	Двигуни двопаливні з запалюванням від іскри	Дизельні з адаптованою паливною системою

Таблиця 1.3. Характеристика альтернативних моторних палив

Оціночні показники	Біогаз	Метанол	Водень	Синтетичні рідкі палива	Дизельне паливо
Хімічна формула	—	CH_3OH	H_2	—	$C_{13}H_{24}$
Ресурси для виробництва, сировинна база	Поновлювані	Вугілля, природний газ, біогаз	Необмежені	Вугілля, сланці	Обмежені
Вартість 1 МДж щодо дизельного палива	—	1...1,5	—	1...1,8	1
Екологічні показники	Гарні при очищенні палива від сірки	Гарні	Абсолютно нешкідливі	Близькі до нафтовалив	Задовільні при введенні спеціальних конструкцій
Моторні властивості (порівняно з дизельним паливом)	Високооктанове і цетанове число, підвищений вміст сірки та інертних газів	Задовільні моторні властивості, вимагаються баки збільшеного об'єму	Гарні моторні властивості, вибухонебезпечний складно забезпечити необхідний запас на борту	Гарні	Гарні
Область застосування	Газодизельні двигуни і двигуни із запалюванням від іскри	Домішкою до бензину	У ДВЗ або у паливних елементах	На дизелях і двигунах із запаленням від іскри	Дизельні двигуни

Наприклад, влада Нью-Йорка, який серед американських міст посідає третє місце за загазованістю повітря, розробила закон, відповідно до якого всі приналежні місту автомобілі – від пікапів до сміттєзбиральних машин – з 1997 року оновлюються тільки за рахунок автомобілів, які працюють на альтернативних екологічно більш чистих видах палива.

Екологічна ситуація в Україні, ускладнена Чорнобильською катастрофою, також вимагає вживання невідкладних заходів, у тому числі і в галузі автотранспорту, як одного з основних забруднювачів атмосфери міст.

Які ж основні питання стоять перед Україною в напрямі поширення використання природного газу як моторного палива?

1.2.1. Курка чи яйце?

У багатьох країнах світу питання про те, що ж є первинним – розвиток мережі АГНКС чи нарощування парку метанових газобалонних автомобілів (ГБА) ставиться давно.

Відсутність газобалонних автомобілів стримує розвиток мережі АГНКС і навпаки. У той же час досвід показує, що ці два процеси повинні бути збалансовані та розвиватися паралельно.

Наприклад, в Італії (435 тис. ГБА, 405 АГНКС), Японії (16 тис. ГБА, 224 АГНКС) і Німеччині (15 тис. ГБА, 330 АГНКС) між газовими й автомобільними компаніями досягається домовленість про те, що газовики будують нові станції, а виробники автомобілів ставлять на серійне виробництво метанові машини й організують їхне

технічне обслуговування. Кожна зі сторін отримує прибуток від своєї основної діяльності [41 – 44].

В Аргентині (952 тис. ГБА, 1068 АГНКС) і Бразилії (423 тис. ГБА, 548 АГНКС) ринки газомоторного палива досягли рівня стійкості. На даному етапі газові компанії в основному зосереджені на будівництві АГНКС.

Процес цей послідовний і планомірний. Коли знову побудована станція досягає відповідного рівня завантаження, починається нарощування її продуктивності або будівництво наступної.

У Пакистані (360 тис. ГБА, 360 АГНКС), Китаї (69 тис. ГБА, 270 АГНКС), Ірані (1 тис. ГБА) газифікація транспорту здійснюється з ініціативи і під керівництвом держави. Тому будівництво АГНКС і переведення транспорту на газ має скоординований за часом і місцем характер. До моменту введення АГНКС в експлуатацію парк метанових автомобілів вже створений [41 – 44].

Досвід показує, що витрати на будівництво АГНКС і паралельне переобладнання машин окупаються протягом 4...6 років.

Німецькі фахівці розрахували оптимальну відстань розміщення АГНКС для районів з різною щільністю населення. У місті газові станції мають знаходитися на відстані одна від одної не більше 5 км, у приміській зоні – 10...15 км, а в сільській місцевості – 20...25 км.

Усе більшого застосування отримують автомобільні газонаповнювальні компресорні установки (АГНКУ) індивідуального користування. Вони можуть застосовуватися як для повільного (нічного) заправлення корпоративних автомобілів, так і особистих машин у гаражах.

За даними Міжнародної газомоторної асоціації, кількість АГНКУ у світі перевищує 4 тис. [42].

Найбільш поширені установки на одне і два заправних місця подано на рис. 1.1.

Донедавна середня вартість АГНКУ становила приблизно 5 тис. доларів США.

Остання розробка фірми "Sanyo" АГНКУ "Phill" ("Фил") коштує 999 доларів.

Періодичність обслуговування АГНКУ - 4000 год.

Витрата електроенергії – 0,33...0,40 кВт·год/м³.

Поліпшені споживчі властивості АГНКУ істотно підвищують еконо-мічну привабливість застосування природного газу як моторного палива для приватних власників автомобілів.

1.2.2. Батіг або пряник?

У багатьох країнах світу склався баланс державних примусових заходів і стимулювання. З одного боку, держава вводить штрафні санкції чи обмеження та заборони прямої дії. З іншого, воно стимулює переведення транспорту на газ компенсаційними виплатами (при будівництві АГНКС або придбанні автомобілів у газобалонному виконанні), податковими пільгами, безпроцентними кредитами, грантами на проведення НДКР тощо.



Рис. 1.1. Домашня АГНКУ

Деякі приклади державного примусу наведено в табл. 1.4.

Зрозуміло, що успішне розширення ринку природного газу для транспорту ґрунтується на балансі між стимулюванням і примусом. Його повинна підтримувати держава, виходячи з вищих інтересів екологічної, економічної й енергетичної безпеки.

Держава має встановлювати та удосконалювати технічні стандарти і норми. Так, не виправдано жорсткі норми проектування АГНКС, експлуатації пересувних автомобільних газових заправників (ПАГЗ) можуть знищити весь процес у цілому. Нормативно-технічні документи державного рівня повинні бути очищені від корпоративних чи галузевих інтересів [18, 25, 35].

Суперечка про те, що ж краще – переобладнати автомобіль для роботи на природному газі в процесі експлуатації чи купувати нову газобалонну машину заводського виготовлення, – ведеться протягом багатьох років. У прихильників кожного з цих підходів є досить переконливі аргументи.

Таблиця 1.4. Приклади примусових заходів і стимулювання в різних країнах

Штрафні санкції	Великобританія – з усіх автомобілів, крім метанових, стягується плата за в'їзд у центр Лондона
Обмеження	Італія – у визначені дні в'їзд до центру Мілана дозволений тільки метановим машинам. США – на автострадах по смугах, зарезервованих тільки для таксі (тільки за наявності пасажирів) і автобусів, дозволений проїзд метанових автомобілів (незалежно від наявності пасажирів).
Заборони	Японія, Італія – у ряді міст заборонено використовувати дизельні автомобілі. Пакистан розглядає можливість заборони використання автобусів з дизельними двигунами в містах.
Закони прямої дії	США – при купівлі нових автомобілів державні організації та підприємства зобов'язані придбати певну кількість машин у газовому виконанні.
Бюджетне фінансування	Японія – у державному бюджеті Японії на 2002 фінансовий рік були передбачені 159 млн. доларів на субсидування будівництва АГНКС і закупівлю серійних автомобілів, які працюють на природному газі.

Ще у 2003 році на відкритті газового конгресу президент Міжнародного газового союзу на той час Хіроши Урано назвав автомобільну промисловість першою галуззю, з якою у XXI сторіччі газовики мають налагодити стратегічне співробітництво. Підґрунтя для такого співробітництва вже закладається. Президент Європейської газомоторної асоціації на той час Хенк Вебек повідомив, що у 2003 році 50 автомобільних компаній світу продавали понад 150 модифікацій автомобілів, які працювали на природному газі.

Серед них такі світові лідери, як "Ауді", "БМВ", "Вольво", "Даймлер Крайслер", "Дженерал моторс", "Каммінс", "МАН", "Нісан", "Рено", "Сітроен", "Тойота", "Фіат", "Фольксваген", "Форд", "Хонда". Наприклад, тільки в 2001 р. компанія "Фіат" продала 17 тис. метанових автомобілів.

У СРСР був свій досвід: ГАЗ, ЗІЛ, КамАЗ у 80-х роках XXI сторіччя серійно випускали автомобільне газобалонне обладнання (ГБА). Розташування балонів в переобладнаному автомобілі і в заводському виконанні представлено на рис. 1.2.

Вітчизняна автомобільна промисловість як найшвидше повинна розпочати виробництво метанових машин, інакше ринок України заповниться іноземними

марками. Автомобіль, що працює на природному газі, є найдешевшим в експлуатації. Отже, серійним виробництвом повинні займатися автомобільні заводи, а переобладнанням – «малий бізнес».



Рис. 1.2. Розташування балонів в переобладнаному автомобілі і в заводському виконанні

Взаємних докорів і претензій у цих двох груп досить. Керівники автомобільних заводів звинувачують «малий бізнес» у використанні неякісних агрегатів і матеріалів, недотриманні заводських норм, неузгодженому втручанні в конструкцію автомобіля, використанні в роботі "сірих" і "чорних" схем, відсутності системи технічної підтримки і сервісу, компрометації марки й іміджу автомобільної компанії.

Представники «малого бізнесу» дорікають керівників автомобільних заводів у неповороткості, зайвій зарегламентованості, спробах монополізувати ринок послуг і навіть неякісному виготовленні цілих партій газобалонних автомобілів, які пізніше доводилося відкликати.

Обидві групи по-своєму праві. Однак варто пам'ятати, що за винятком СРСР, заводське виробництво автомобілів, які працюють на природному газі, почалося за кордоном порівняно недавно. До цього парк таких машин зростав винятково за рахунок переобладнання [18, 23, 24].

Аргентина і Бразилія ще у березні 2003 року продавали відповідно по 200 і 100 млн м³ природного газу на місяць, тому що в цих країнах працювало відповідно 1500 і 800 кооперативних пунктів по переобладнанню автомобілів.

На той час в Індії (137 тис. ГБА, 120 АГНКС) було організовано серійне виробництво десятків тисяч метанових мото-рикс чи таксі застарілих марок [41, 43].

Справедливо також і те, що сучасний газовий двигун (з електронним розподіленням упорскуванням, що відповідає нормам токсичності не нижче Євро-3) можна створити тільки в співробітництві з моторним заводом.

Подальше нарощування парку газобалонних автомобілів, мабуть, усе більше і більше буде зміщатися у бік автомобілів заводського виготовлення.

У той же час для фірм, що займаються переобладнанням, певна ніша ринку неминуче збережеться. Вони, крім того, можуть узяти на себе функції дилерів автомобільних заводів та їхніх авторизованих центрів з гарантійного і післягарантійного обслуговування ГБА.

1.3. Історія розвитку АГНКС

Промислове виробництво паливного газу було організовано на межі XVIII-XIX ст. у Франції та Великобританії, коли для освітлення вулиць і житлових приміщень був запропонований газ, який пізніше назвали "світільним" [1].

У 1801 році Ф. Лемон запропонував використовувати світільний газ як пальне для двигунів внутрішнього згоряння (ДВЗ). Однак це не знайшло широкого застосування і тільки у 1860 році француз Е. Ленуар (1822-1900) першим став використовувати світільний газ для стаціонарних ДВЗ.

Газовий двигун Етьєн Лєнуара представлено на рис. 1.3.

Порівняна дешевизна світільного газу, централізація постачання за допомогою мережі трубопроводів, простота обслуговування обумовили широке його застосування як пального для ДВЗ.

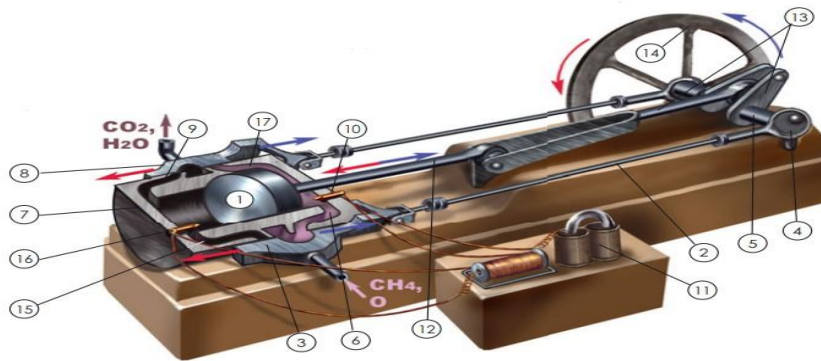


Рис. 1.3. Газовий двигун Етьєн Лєнуара:

1 – поршень; 2 – тяга; 3 – впускний золотник; 4 – ексцентрик; 5 – вал; 6 – задній отвір;
7 – циліндр; 8 – випускний золотник; 9 – передній отвір; 10, 16 – свічка запалювання;
11 – електрична батарея; 12 – шток; 13 – кривошипно-шатунний механізм;
14 – маховик; 15 – передній отвір впуску газів; 17 – задній отвір

Розглянемо цикл двотактного ДВЗ Лєнуара.

Перший такт. Поршень (1) рухається вперед. Тяга (2) впускного золотника (3), пов'язана через ексцентрик (4) валу (5), відкриває задній отвір (6) в циліндрі (7) для впуску суміші світільного газу і повітря. Поршень трохи просувається, впускний золотник перекриває задній впуск, а випускний золотник (8) відкриває передній отвір випуску (9), через яке поршень виштовхує гази, відпрацьовані в минулому такті. На задню свічку запалювання (10) подається високовольтний розряд від електричної батареї (11). Суміш запалюється, розширюється і штовхає поршень далі вперед до крайнього положення. Шток (12) поршня через кривошипно-шатунний механізм (13) розкручує вал і маховик (14).

Другий такт. Інерція маховика тягне поршень назад. Впускний золотник відкриває передній отвір впуску газів (15), поршень продовжує рухатися, впуск закривається, суміш в циліндрі підпалюється передньою свічкою запалювання (16), тиск газів штовхає поршень назад, золотник випуску відкриває задній отвір (17), і відпрацьовані в першому такті гази виходять. Поршень займає вихідне крайнє заднє положення. Цикл повторюється.

Для запалювання використовувалися дві електричні свічки, розташовані в циліндрі. За схемою двигун Лєнуара є двостороннім або двигуном подвійної дії (робочий процес проходить по обидва боки поршня) і двотактним, тобто повний цикл поршня триває для двох його ходів.

На першому етапі відбувається всмоктування суміші, її запалювання і розширення в циліндрі (робочий хід), а на другому – випуск вихлопних газів. Завантаження і звільнення контролюється ексцентриком, встановленим на валу двигуна. 1/25 частина тепла спаленого газу створювала корисну роботу, тобто коефіцієнт корисної дії на той час був достатньо великим. На жаль, вага такого двигуна залишилася майже такою ж, як і паровоз. Блок живлення двигуна був у сім разів дорожчим за паровоз.

На рис.1.5 подано газовий двигун Миколи Аугуста Отто. На відміну від двигуна Лєнуара суміш світільного газу та повітря в ньому підпалювалась не свічками, а відкритим полум'ям через трубку. ККД було збільшено з 4% до 15%.

Але до кінця XIX ст. світільний газ перестав задовольняти вимоги практики. Крім того, наприкінці 70-х років XIX ст. були розроблені промислові типи генераторів електричного струму та нові способи передачі електроенергії, що створило можливості

застосування електрики як енергоносія. І хоча споживання газу як пального для двигунів різко скоротилося, він майже до 30-х років ХХ ст. використовувався для освітлення в багатьох країнах. У 1924 році на потреби освітлення витрачалось 4...6 % газу, що видобувався.

Перші спроби компримування світільного газу були зроблені у 1856 році у Франції і там же світільний газ намагалися використати на транспорті в ДВЗ. У 1888 році досліди були повторені в Лейпцигу. Але недосконалість технічних засобів зумовила їхню невдачу. Знову роботи розпочалися у 1914...15 роках. внаслідок значного дефіциту палива під час бойових дій. Причому на транспорті почали використовувати не лише світільний, але й природний газ.

Проте систематичні і досить широкі роботи з переведення автотранспорту на стиснений природний газ розгорнулися лише після 1925 року.

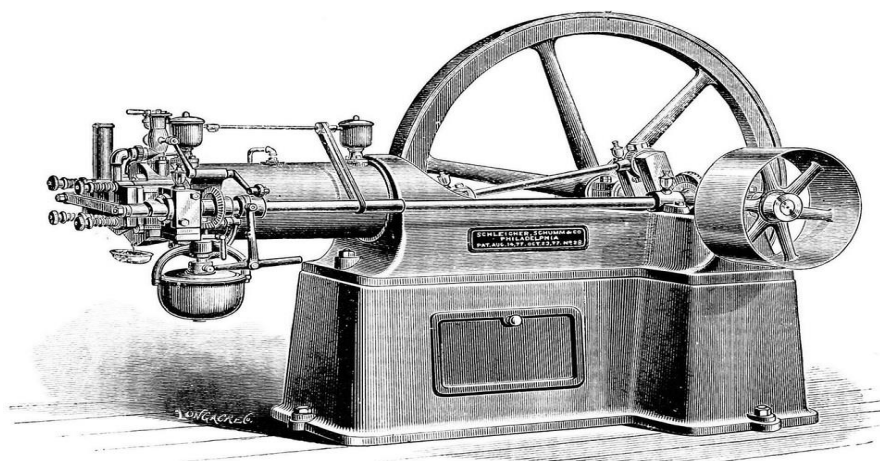


Рис. 1.4. Газовий двигун Миколи Августа Отто

На рис. 1.5 та 1.6 представлено газобалонні автомобілі зі збереженням газу при низькому тиску. Досліди проводились щодо експлуатації різних видів газобалонних автомобілів (газгольдерні, балони високого тиску), які дали позитивні результати. Незабаром в європейських країнах почали серійне виробництво газобалонних автомобілів і будівництво газонаповнювальних станцій. На станціях природний газ звичайно стискували до 20 МПа



Рис. 1.5. Газобалонні автомобілі зі збереженням газу при низькому тиску

Стационарні двигуни довго експлуатувалися на світільному газі.

У колишньому СРСР сумарна потужність газових двигунів до 1930 року сягала 73,5 тис кВт.

Більша частина двигунів працювала на металургійних заводах на колошниковому газі. Стиснений газ як моторне паливо спочатку став використовуватися у країнах Західної Європи.



Рис. 1.6. Газобалонні автомобілі зі збереженням газу при низькому тиску

Особливих успіхів досягли в Італії, де у 1940 році використано як газове паливо 50 млн м³ газу для вантажних автомобілів і автобусів. Особливості використання газу в Італії полягають у тому, що на станціях здійснювалась не заправка, а заміна балонів. Легкові автомобілі на СПГ в Німеччині у 30-ті роки подано на рис. 1.7.

У 30...40-ві роки основна маса бензину мала октанове число величиною 60...70, а природний і світільний газ – 80, тому використання природного газу дозволило значно форсувати двигуни.

В Україні перші станції для виробництва стисненого (компримованого) природного газу (КПГ) як моторного палива збудовано у Мелітополі та Горлівці на коксовому газі в кінці 1937 року. У цьому ж році вийшла постанова Совнаркому СРСР про газифікацію автотранспорту. Вона передбачала переведення лише у 1937 році на стиснений природний газ до 500 автомашин. Вантажівка ГАЗ на СПГ подано на рис. 1.8.

Перші промислові випробування були проведені в Приазовському районі Дніпропетровської області. Тут у кінці листопада 1937 року була побудована перша АГНКС, яка працювала на нафтовому газі Приазовського родовища.



Рис. 1.7. Легкові автомобілі на СПГ у Німеччині в 30-ті роки

АГНКС мала продуктивність 180 м³/год і забезпечувала природним газом як паливом близько 76 газобалонних автомобілів типу ЗІС-5. Передбачалося будівництво станцій у цілому ряді міст, але війна завадила виконанню цих планів. У роки війни широко використовувалися газогенераторні автомобілі (ГАЗ-42), в яких газ вироблявся

з дров у спеціальному генераторі. За своїми властивостями газ наближався до колошникового.

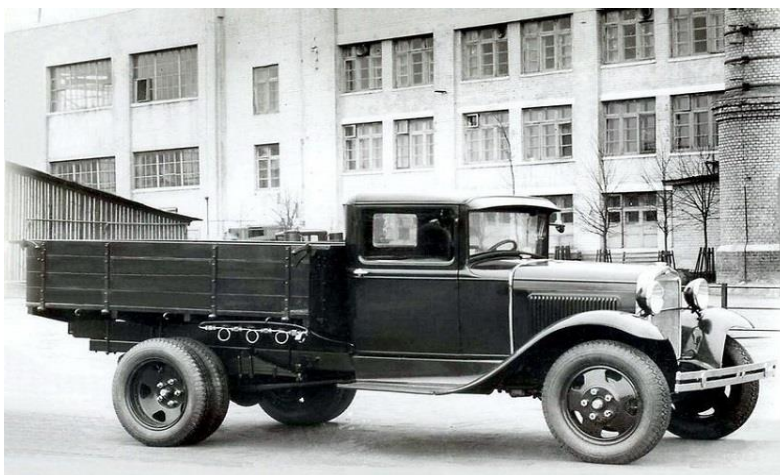


Рис. 1.8. Вантажівка ГАЗ на СПГ

У 1946 році був організований автопробіг по маршруту Берлін–Київ–Москва. В автопробігу брали участь автомобілі всіх типорозмірів – від малолітражного з об'ємом двигуна 0,5 л до стомісного автобуса з 7,4-літровим двигуном. Шлях довжиною 2603 км за 14 днів (11 з яких були ходовими) подолали 18 автомобілів, з них 5 на стисненому газі та 13 на скрапленому вуглеводневому.

Подальші роботи відновилися у 50-х роках, коли було збудовано тридцять досить потужних станцій, які забезпечували заправку природним газом близько 40 тис автомобілів.

Відкриття в 60-ті роки значних покладів нафти у Західному Сибіру та екстенсивніший розвиток країни призвели до того, що на початок 80-х років, коли у світі розпочалась енергетична криза, в експлуатації залишилися лише дві станції – в Бердичеві та Львові.

З початку 80-х років починається новий етап розвитку АГНКС.

Масове будівництво станцій розпочалося у 1984 році – були побудовані перші чотири АГНКС. У наступному році ще дев'ять. Всього до кінця 1990 року було побудовано сорок вісім станцій першого покоління. Будівництво цих станцій здійснювалось безпосередньо на будівельному майданчику в капітальну будівлю. Обладнання станцій надходило з різних місць.

Компресори надходили з Росії, Німеччини та Італії. Блоки осушення газу виготовлялись в Одесі, акумулятори газу – в Новосибірську, а газозаправні колонки – у Фастові. Станції були розраховані на заправку 500 автомашин на добу і жились від міських газопроводів з тисками від 4 до 12 атмосфер.

На ефективність роботи АГНКС негативно впливала недостатня надійність обладнання, а також необхідність проведення збирання та наладки обладнання АГНКС на місці будівництва, що сильно обтягувало роботи та не забезпечувало їх необхідної якості. Тому наступним кроком було створення АГНКС другого покоління – АГНКС модульно–блочно–контейнерного виконання, розрахованих на обслуговування до 250 автомашин на добу. Будівництво станцій розпочалося у 1987 році. Всього за 10 років побудовано 37 АГНКС. Станції випускалися в декількох модифікаціях [3, 26, 28, 29].

АГНКС МБКВ-250 виробництва НДР виконувалась у вигляді єдиного технологічного блоку, який складався з п'яти блок–боксів допоміжного обладнання та шести контейнерів технологічного обладнання. Перед встановленням контейнерів на фундамент проводився демонтаж бокових перегородок. У результаті утворювалось єдине технологічне приміщення, що надавало зручності при монтажі та в процесі обслуговування обладнання. Між контейнерами з допоміжним і технологічним

обладнанням встановлювалась протипожежна перегородка з залізобетону. Заправка автомобілів здійснювалась під навісом, що примикав до технологічного комплексу блок-боксів. Живлення АГНКС здійснювалось від магістрального газопроводу з тиском 25...55 атмосфер. До 1997 року побудовано 23 станції [49].

АГНКС МКВ-250 виробництва АТ «Сумського машинобудівного НВО» складається із 8 боксів. Базовим є компресорний бокс з 3 компресорами, до якого приєднуються блок забезпечення, установка пожежогасіння та осушення природного газу. Блок охолодження газу розташовується на даху блоку забезпечення. Електротехнічне обладнання та обладнання автоматики розташовується в окремому блоці. До нього також приєднується операторна, утворюючи єдиний модуль. АГНКС випускалась у двох основних модифікаціях – для вхідних тисків 4...6 атм та 6...12 атм. Всього до 1990 року побудовано 14 станцій. [50].

АГНКС першого та другого покоління об'єднує один недолік – для їх завантаження необхідний великий парк ГБА, розташований на невеликій відстані від станцій. До того ж, великий розмір станцій та необхідність забезпечення великої (не менше 100 м) охоронної зони не дозволяє розташовувати станції в густонаселених районах.

Наступним кроком став процес створення АГНКС третього покоління – гаражні АГНКС. Ці АГНКС розраховані на заправку до 100 машин та розміщуються в одному–двох контейнерах. Це дозволяє звести до мінімуму монтажні та налагоджувальні роботи та розміщувати обладнання на території автогосподарств або як додаткове обладнання до бензинової заправки [20–22].

На кінець 2005 року АГНКС були збудовані практично в усіх обласних і переважній більшості районних центрів України, а саме у 67 містах України загальною потужністю 682,5 млн.м³ стисненого природного газу.

Вони спроможні забезпечити газом паливом до 100 тис автомобілів і замінити 631 тис тонн бензину на рік.

1.4. Використання стисненого природного газу в країнах світу

У 2005 році у світі експлуатувалося понад 1,3 млн автомобілів, що працювали на стисненому природному газі, і на перших позиціях у списку країн, де використовували газобалонні автомобілі перебували такі країни, як: Аргентина (450 тис.), Італія (270 тис.), Російська Федерація (160 тис.), США (50 тис.), Нова Зеландія (45 тис.) і Україна (30 тис.) [1, 2].

В наш час найбільші автомобільні парки на газовому паливі мають **Іран, Пакистан, Аргентина, Бразилія та Індія**. В цих країнах діють державні програми з розвитку газобалонного транспорту при активному співробітництві з лідером світового поршневого компресоробудування американською компанією «Аріель» [51].

За темпами розвитку газомоторного палива особливо слід відзначити Пакистан та Іран. Ці країни у 1999 році мали досить скромні парки автомобілів на газовому паливі, але вже у 2016 році зайняли перші місця у світі за кількістю автомобілів, що працюють на компримованому природному газі: 2,5 млн в Пакистані з кількістю АГНКС – 2600 та 2 млн в Ірані з кількістю АГНКС – 2074.

У **Пакистані** повністю заборонено використання дизельного палива на малих і середніх автомобілях, а держава видає пільгові кредити населенню на переобладнання машин для роботи на природному газі. Пакистан є світовим лідером в газифікації автотранспорту (третина всього автопарку), обганяючи Аргентину и Бразилію. В Пакистані розгорнуто виробництво як легкових транспортних засобів на КПП, так і вантажних машин і автобусів, причому об'єм виробництва перевищує об'єм переобладнання. В країні біля 2300 АГНКС, субсидується будівництво нових, відмінені

ввізні мита на газобалонне обладнання, на державному рівні регламентовано типи балонів і комплекти газової апаратури [52].

Іран розпочав активно розвивати газомоторний автопарк тільки після попадання під міжнародні санкції. Компаній, що експлуатують автомобілі на природному газі, мають більші шанси отримати державне замовлення, а ввезення імпортного автомобільного газового обладнання і систем для газозаправних станцій не підлягають оподаткуванню. Переобладнуючи машини на метан, іранські керівники планували звільнити більші об'єми нафтопродуктів для експорту.

За останні 10 років Іран суттєво збільшив використання транспорту на природному газі, що дозволило уникнути від ряду негативних наслідків після введення міжнародних санкцій, до мінімуму скоротивши експорт нафти і погіршення курсу національної валюти. В наш час Іран володіє найбільшими у світі запасами природного газу і є лідером з використання транспорту на природному газі у світі, змагаючись лише з Китаєм за темпами розвитку.

За даними Financial Times, кількість автомобілів, здатних використовувати два види палива, на дорогах Ірану за останні 10 років зросла з 1500 до 3,5 млн. За цей період кількість заправних станцій збільшилось з 60 до 2074, по всій країні до лютого 2019 (на роковини перемоги Ісламської революції 1979 року) запланували збудувати 128 АГНКС, після чого їх кількість перевищила 2500 [53, 54].

Індія є одним із лідерів з використання транспорту на природному газі з парком біля 2 млн машин. Ця країна, де забруднення повітря є дуже серйозною проблемою для багатьох міст, також нарощує темпи розвитку автопарку на КПП. Програма з проведення КПП була розпочата ще в кінці 1990-х років з ініціативи Верховного Суду Індії під егідою боротьби за екологію. Ціни на КПП були зменшені на 30% в Делі та на 25...30% в інших штатах країни, що збільшило кількість автотранспорту з газомоторним паливом. В Індії газобалонні автомобілі не облогоджуються транспортним податком, що дозволило Делі та іншим містам залучити суттєві інвестиції в переведення автопарку на КПП [55].

Темпи розвитку автотранспорту на КПП в **Китаї** одні із самих високих у світі. Кількість автомобілів на КПП з 2006 по 2010 рік подоївся, а до 2016 збільшився ще у три рази і досягнула 600 тис. штук. Такий глобальний перехід Китаю на транспорт, що використовує природний газ, пов'язаний в тому числі з планами розробки сланцевих копалин. У 2010 році біля 60 автовиробників випустили більше 15 тис. автомобілів, що працюють на природному газі, 20 китайських виробників двигунів збільшили потужності для виробництва двигунів на КПП щорічно на 1 млн одиниць. 9 провінцій і муніципалітетів країни запустили програми з закупівлі транспорту на природному газі і побудови інфраструктури для заправок. Планується довести число автобусів і таксі на газомоторному паливі до 10 тис., або 10% загального об'єму міського автопарку, щорічно будувати не менше 70 АГНКС. Є бажання країни економити енергоресурси на імпорті нафти, зменшити витрати на їх транспортування і поліпшити екологічну ситуацію [56].

Латинська Америка – другий ринок за розміром після Азії. На 2016 рік на континенті було 5,5 млн машин на КПП. Країною з найбільшим використанням природного газу для автомобільного транспорту в Південній Америці була **Болівія**: на 2016 рік на КПП було переведено 360 тисяч автомобілів, тобто майже 30 % всього автотранспорту. При цьому цей показник для загального транспорту був ще більшим — 80 %. Однією з причин високого проникнення КПП стало те, що конфедерація водіїв домоглася фінансування програми переобладнання автотранспорту на КПП по лінії державного бюджету з податків і зборів з продажу природного газу.

За кількістю автомобілів на КПП у 2017 році Болівію випередила **Колумбія**, де їх нараховувалось 543 тисячі, а також **Аргентина** і Бразилія з 2,3 млн і 1,8 млн машин на

КПП відповідно [54]. Широкому розповсюдженню КПП в Аргентині сприяла політика керівників країни з метою заміщення дорогого нафтового моторного палива [57].

В **Бразилії** КПП як паливо для легкового транспорту вперше був використаний у 1996 році, а до того в країні були розповсюджені автомобілі, що працювали на біоетанолі, який виробляли з цукрової тростини. Завдяки ряду державних програм число автомобілів, що працювало на КПП, досягло мільйону вже через 9 років [58].

Європейський газовий ринок є третім за величиною у світі. За даними на 2016 р., в Європі було більше 2,2 млн автомобілів, що використовували природний газ. До 2020 р. це число зросло на 25%. Загальна кількість АГНКС досягло 4608 штук [55].

У грудні 2001 року Європейська економічна комісія ООН прийняла резолюцію, яка передбачала переведення до 2020 року на природний газ 10% парку автотранспортних засобів в країнах Європи – це біля 23,5 млн одиниць. Для їх заправки щорічно необхідно 47 млрд кубометрів природного газу.

В ЄС і країнах Європейської асоціації вільної торгівлі у 2016 році було більше 1,3 млн автомобілів, що використовували природний газ. Цей показник щорічно зростає на 3%. Італія випереджає інші країни за кількістю автомобілів, що працюють на природному газі – трохи більше 1 млн машин [59].

Слід за нею йдуть **Германія** (~100 тис.), **Болгарія** (~70 тис.) і **Швеція** (~60 тис.). Ці ж країни мають найбільшу долю автомобілів, що працюють на КПП.

Серед країн-лідерів з використання КПП в автобусному транспорті слід відзначити Швецію (16% від загального числа автобусів) [60].

На сьогодні третина всіх АГНКС країн ЄС розташовано в Італії. Іншими країнами-лідерами з розвитку інфраструктури є **Германія**, **Швеція**, **Нідерланди**, **Чехія** та **Швейцарія** [61].

За останні 15 років в **Італії** число автомобілів, що працюють на газовому паливі, майже потроїлась, кількість заправок станцій зросла у чотири рази, тобто на початок 2014 року кількість АГНКС досягла 1000. В Італії взагалі заборонено будувати автомобільні бензозаправні станції (АЗС) без блоку заправки природним газом. В країні використовують більше – 823 тис. автомобілів на ГМТ. При переведенні автомобіля на КПП власник транспортного засобу звільняється від плати податків на три роки і отримує одночасну премію. Італія домінує у Європі за використанням природного газу на транспорті. Вона є одним із лідерів з розробки і виробництва високоякісного газомоторного обладнання для АГНКС за рахунок діяльності таких фірм як, LOVATO, LANDIRENZO, Stefanelli і Tartarini [60].

У **Німеччині** переведення автомобілів на природний газ розглядається як один з пріоритетних напрямів забезпечення стійкого енергетичного розвитку і екологічної безпеки країни. Прогнозувалось, що до 2020 року автопарк **Германії**, що використовує КПП як моторне паливо, збільшиться до 6,5 млн автомобілів і складе приблизно 30% від всього автопарку. Держава надає в цій сфері пільги як часним автовласникам, так і власникам малого і середнього бізнесу. За рахунок державних субсидій компенсуються витрати на переобладнання автомобілів для роботи на КПП або на покупку нового автомобіля, що вже переобладнаний на КПП як моторне паливо. Для приватних легкових автомобілів, наприклад, базова величина компенсації складає 60% від суми додаткових витрат, а для малотоннажних вантажних машин може досягати 100% [60].

До жовтня 2016 року в **Росії** було зареєстровано біля 145 тис. машин, що використовували КПП [62].

В основному природний газ в Росії реалізується на АГНКС, газ на які надходить безпосередньо по газопроводах. Подібне рішення унаслідують від розпочата у 1980-х роках. Програма розроблялась на перспективу, оскільки СРСР не мав дефіциту у нафтопродуктах. До кінця 2016 року нараховувалось біля 320 АГНКС. До 2020 року було заплановано збільшити мережу АГНКС до 480...500 шт., а також встановити модулі заправки КПП на діючих рідинно-паливних АЗС.

Тривалий час основними автомобілями, що використовувались для роботи на КПП, були вантажні ЗИЛ-138А, ГАЗ-52 – 27, ГАЗ-52–28, ГАЗ-53–27, КамАЗ-53208, КамАЗ-55118; автобус ЛАЗ-695НГ та легковий ГАЗ-24–27. В подальшому на лінії були введені автобуси марок «Ікарус» і ЛіАЗ [63].

Однією з перепон для зростання ринку КПП є відсутність нових серійних легкових автомобілів, що працюють на КПП, крім «ГАЗелей». У 2017 році у виробництво запущена серійна Lada Vesta CNG, а також Ford Focus [64].

В період з 2012 по 2016 рік парк газових автомобілів в **Північній Америці** виріс на 26 %. Таке зростання пояснюється тим, що в Північній Америці кількість автомобілів, що працюють на КПП мала – всього біля 180 тис. машин [62].

у **Канаді** завдяки федеральним і провінціальним програмам 1980-х років з впровадженню природного газу в автомобільний транспорт число машин, що працюють на КПП, до середини 1990-х зросло до 35 тисяч. Газ широко використовується як паливо у рейсових автобусах. Після падіння цін на нафту програми звернули, отже з 1997 по 2016 рік число заправних станцій скоротилось з 134 до 47), а парк газових автомобілів скоротився до 12 тисяч одиниць. У 2016 році провінція Онтаріо заявила про чотирирічну програму стимулювання до використання природного газу на транспорті та розширенню мережі заправок вартістю 100 млн доларів США [65].

США активно просувають використання природного газу для автотранспорту як альтернативу нафтовим паливам на федеральному і на регіональному рівні. Крім федеральних законів, які дають податкові пільги на використання автотранспорту на природному газі, окремі штати проводять свої законопроекти для збільшення розміру виплат для юридичних і фізичних осіб. Акцизи на природний газ і пропан складають \$0,24/галон, в той час як для дизельного палива акциз складає \$0,32/галон. Крім того, власті штатів оплачують переобладнання транспорту на природний газ як паливо. Серйозним фактором є екологічне лобіювання від Агентства по захисту навколишнього середовища, яке оцінює зменшення викидів при використанні газомоторного палива: угарного чаду – від 90% до 96%; вуглекислого газу – на 26%; оксиду азоту – від 35% до 65%; неметанових вуглеводнів – від 55% до 70%. Не дивлячись на те, що США – є країною, що традиційно використовує в більшій частині бензин, керівники автомобільних компаній все частіше висловлюються на користь природного газу. Ще 20...30 років тому дизельне паливо не було так сильно розповсюджено, а сьогодні воно займає біля 40% в балансі продажу АЗС. Якщо подібними темпами буде розвиватися заправка природним газом, то це позитивно вплине на економіку США. В умовах «сланцевої революції» це ще більше послабить залежність країни від імпорту вуглеводнів.

Видання NGV Africa в листопаді 2014 року привело дані, згідно з якими в **Африці** було біля 213 тисяч автомобілів на КПП і 200 заправних станцій [66]. В період з 2012 по 2016 рік парк газових автомобілів в Африці зріс всього на 3 % [62]. Єдиним розвинутим ринком є **Єгипет**, де інфраструктуру стали розвивати із середини 1990-х і де до вересня 2014 року було майже 208 тисяч газобалонних машин (трохи менше 3 % усього автопарку країни) і 181 заправна станція [62].

В інших країнах на континенті, а саме у **Нігерії, ПАР, Мозамбіку, Алжирі, Танзанії та Тунісі**, впровадження КПП носить точковий характер і в основному стосується автобусів. В Нігерії у 2010 році запущена державна програма вартістю 100 млн американських доларів з будівництва газозаправної інфраструктури, яка повинна в перспективі збільшити парк газових машин до декількох десятків тисяч [62].

Розповсюдженню КПП в Африці, в тому числі в Єгипті, заважає висока вартість переобладнання автомобілів і будівництва заправок, оскільки все необхідне обладнання імпортується [67].

Взагалі заходи стимулювання, які використовуються в різних країнах світу по відношенню до компримованого природного газу, можна умовно розділити на організаційні та фінансові, при цьому заходи можуть бути обмежувальними або заохочувальними [68].

До організаційних заходів стимулювання до використання метану як моторне паливо в різних країнах світу відносять такі:

- заборона на використання дизельного палива на автомобілях малої і середньої вантажності або пасажировмісності (Бразилія, Єгипет, Корея, Пакистан);
- заборона на використання любых вуглеводневих видів моторного палива за виключенням КПП на муніципальних автобусах і сміттєвозів (Франція);
- заборона на будівництво АЗС без блоку заправки машин КПП (Італія);
- заборона на експлуатацію дизельних автомобілів в межах населених пунктів або в природоохоронних зонах (Італія, Японія, Пакистан, Данія);
- не розповсюдження на автомобілі, що працюють на КПП, заборони на в'їзд в природоохоронні зони (Великобританія, Італія, Чилі, Китай);
- не розповсюдження на автомобілі, що працюють на КПП, заборони на конструкцію двигуна (дво- або тритактні) (Бангладеш, Індія);
- не розповсюдження на автомобілі, що працюють на КПП, обмеження за максимальним віком автомобіля (Бангладеш);
- не розповсюдження на автомобілі, що працюють на КПП, обмеження руху за сезоном, буденним або вихідним дням, часом в межах доби (Франція, Італія, Германія, Греція, Китай);
- обов'язкове придбання бюджетними організаціями газобалонних автомобілів при оновленні рухомого складу підприємства або організації (США);
- звільнення автомобілів, що працюють на КПП, від проходження щорічного обов'язкового екологічного тестування (Хорватія);
- надання водіям автомобілів, що працюють на КПП, права проїзду по полосах обмеженого автомобільного руху (Швеція, США);
- надання водіям таксі, що працюють на КПП, права позачергової посадки пасажирів в аеропортах (Германія);
- надання підприємствам, що використовують КПП, позачергового права на муніципальний заказ (Франція, Італія, Іран).

До фінансових заходів стимулювання до використання природного газу як моторне паливо також має достатньо широкий спектр. Вони в основному зводяться до зменшення розмірів зборів до бюджету різних рівнів, повному звільненню від них або до виплат з бюджетів.

В наш час в різних країнах світу діють такі фінансові пільги:

- виділення грантів і дотацій на придбання автомобілів, що працюють на КПП, газобалонного обладнання і будівництва АГНКС (Австралія, Великобританія, Канада, Малайзія, Японія);
- виплата одноразової премії на переобладнання автомобіля для роботи на КПП (Італія, Германія);
- компенсація банківських процентів по кредиту на переобладнання техніки для роботи на КПП (Росія);
- компенсація частини витрат на переобладнання автомобілів для роботи на КПП (Германія, Італія, Росія);
- компенсація частини витрат на покупку нових автомобілів, що працюють на КПП, будівництво АГНКС (Германія, Італія, Росія);
- обмеження максимальної оптової ціни на природний газ для АГНКС;
- обмеження максимальної роздрібною ціни на КПП (Малайзія, Росія);
- звільнення обладнання від ввізного мита і податку з продажу (Малайзія);

- звільнення від податку на паливно-змащувальні матеріали щодо компримованого природного газу (Австралія, Великобританія, Германія);
- звільнення імпортного газозаправного обладнання для компримованого природного газу від ввізних мит на таможні (всі країни ЄС, Іран);
- звільнення імпортих вузлів, агрегатів та комплектуючих деталей, що використовуються при зборці метанових автомобілів, від ввізних мит на таможні (Філіппіни);
- звільнення КППГ від сплати акцизних зборів або зменшення їх розмірів (Бельгія, Ірландія, США);
- звільнення на три роки від сплати податку на землю при будівництві АГНКС (Японія);
- звільнення від сплати зборів за в'їзд в зони обмеженого автомобільного руху (Швеція, Великобританія);
- звільнення від сплати зборів на платних стоянках (Швеція);
- надання пільгових кредитів на переобладнання техніки для роботи на природному газі (Пакистан, Германія);
- надання метановим автомобілям незалежно від форм власності права безкоштовного паркування в аеропортах, торгових центрах та ін. (США, Нідерланди);
- надання права прискореної амортизації ГБА та АГНКС (Японія);
- зменшення податку на дороги (Малайзія);
- зменшення податку на основні засоби при будівництві АГНКС (Японія);
- зменшення податку на юридичні особи та транспортні засоби при покупці ГБА (Японія);
- зменшення податку з продаж (США);
- зменшення плати за викиди автомобільним транспортом (Росія);
- зменшення розмірів акцизних зборів на нові автомобілі (Таїланд);
- зменшення розмірів страхових зборів (Германія);
- зменшення такси за проїзд по платних дорогах (Словенія);
- зменшення податку на майно при покупці АГНКС і ГБА на КППГ (США).

Розділ 2. Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції

Стационарна АГНКС призначена для масового заправлення автомобілів усіх типів стисненим до 20 МПа природним газом. На відміну від АЗС та газонаповнювальних станцій для заправлення автомобілів скрапленим нафтовим газом (АГНС), які здійснюють функції розподілу моторного палива, АГНКС додатково виробляє газомоторне паливо із сировинного газу.

На рис. 2.1 представлено технологічний процес виробництва, збереження і розподілу газомоторного палива на АГНКС, який включає очищення в сепараторі та фільтрах сировинного газу від краплинної рідини і механічних домішок, комерційне вимірювання кількості природного газу, стиснення до 25 МПа з охолодженням після кожного ступеня стиснення компресорних установок, осушення газу від вологи при тиску 25 МПа в блоці осушення, збереження кондиційного газомоторного палива в посудинах-акумуляторах при тиску 25 МПа і його розподіл автомобілям через газозаправні колонки до тиску 20 МПа.

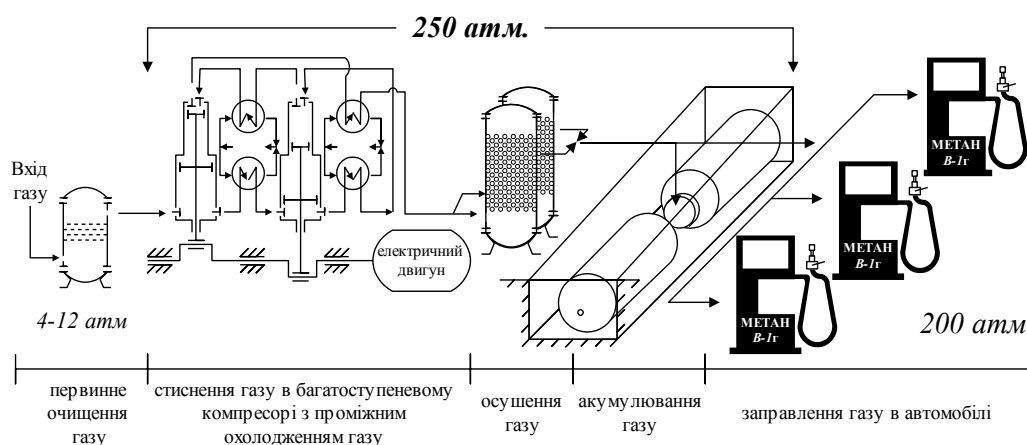


Рис. 2.1. Технологічний процес виробництва, збереження і розподілу газомоторного палива на АГНКС

2.1. АГНКС зразка 50-х років

Принципову технологічну схему АГНКС-500 подано на рис. 2.2 [1, 7, 19].

Основне устаткування АГНКС розподілене на ряд функціональних блоків: сепаратор-фільтр 1, компресорні установки 2, блок осушення і регенерації 3, акумулятори газу 4 і роздачі газу 5.

Природний газ, що прибуває з газопроводу з тиском 0,8...1,2 МПа, проходить очищення від механічних домішок у фільтрі-сепараторі і направляється через витратомір до встановлених паралельно компресорних установок. Стиснений до 25 МПа газ надходить з компресорних установок до блока осушення — в один з адсорберів. Тоді як в одному адсорбері йде процес осушення газу, другий адсорбер працює в режимі регенерації адсорбенту. Для цього подається деяка кількість газу, що підігрівається в електронагрівнику. Газ регенерації, що відпрацював, охолоджується в холодильнику і повертається на всмоктування в компресорні установки.

Осушений газ надходить з адсорбера в акумулятори високого тиску, а з них — через вузли регулювальної і запірної арматури в газозаправні колонки. У кожній газозаправній колонці здійснюється вимірювання кількості стисненого газу, що заправляється в балони для розрахунку зі споживачами. Газонаповнювальні колонки, акумулятори високого тиску, мастиловологовідокремлювачі, холодильники і

продувний балон з'єднані зворотною лінією з буферним балоном 9, чим забезпечується використання газу низького тиску, виділюваного при різних технологічних операціях.

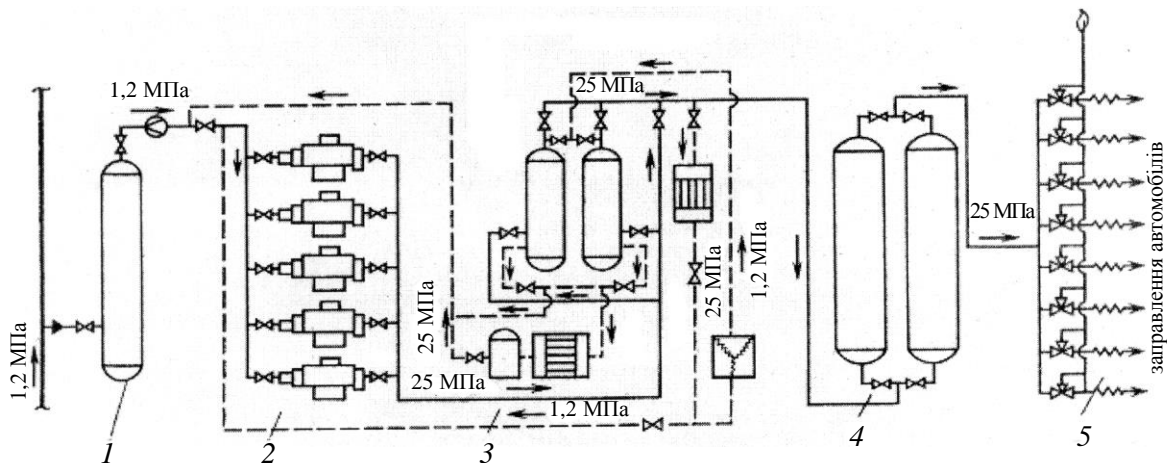


Рис. 2.2. Принципова технологічна схема АГНКС-500:
 1 – блок сепараторів; 2 – блок компресорів; 3 – блок осушення;
 4 – блок акумуляторів газу; 5 – блок роздачі газу

Для захисту обладнання від ушкодження при перевищенні допустимого тиску газу встановлений гідрозатвор на 2000 мм вод. ст. (на колекторі подачі газу до компресорів) і запобіжні клапани на продувній лінії, акумуляторах і лініях заправлення газом ємностей споживача.

Основні процеси роботи АГНКС автоматизовані. Газ між першою і другою секціями акумуляторів розподіляється клапанами протитиску, установленими на газопроводі перед першою секцією; стиснутий газ надходить у першу секцію лише в тому випадку, якщо в другій секції досягнутий граничний тиск газу (260 або 350 кГ/см²).

При заправленні стиснутим газом ємностей споживача автоматизовані такі операції: запис залишкового тиску, відкриття запірного вентиля другої секції акумуляторів, закриття вентилів першої і другої секцій акумуляторів, відкриття і закриття вентилів на лінії продувки. Ці операції проводяться послідовно після натискання кнопки «Пуск» на пульті керування. На першому, другому і третьому ступенях компресорів змонтовані електроконтактні двопозиційні манометри для вимикання компресорів при ушкодженні пропускних клапанів між циліндрами (тип МЕВ-2Б, показання шкали: 0...10 кГ/см² для першого ступеня, 0...40 кГ/см² для другого ступеня та 0...400 кГ/см² для третього).

Після холодильників першого і другого ступенів установлені електроконтактні термометри для зупинки компресорів при перегріві газу. На нагнітальній лінії в системі змащення компресора мається електромагнітний манометр для зупинки компресора у разі надмірного зниження чи підвищення тиску мастила (тип МЕВ-2Б, шкала 0...6 кГ/см², робочий тиск 2 кГ/см²).

Застосовано автоматизацію пуску і зупинки компресорів у залежності від тиску газу в акумуляторах високого тиску. Пуск і зупинка кожного компресора здійснюється за допомогою електроконтактного манометра, установленого на колекторі першої секції акумуляторів (тип МЕВ-2Б, шкала 0...400 кГ/см², робочий тиск 260 або 350 кГ/см²). При пуску компресорів передбачається одночасна автоматична продувка першого і четвертого ступенів, що забезпечує зниження статичного моменту компресора в період пуску і розгону двигуна при мінімальному навантаженні.

Кількість газу, що надходить на АГНКС, реєструється самописним витратоміром-дифманометром типу «кільцевий годинник» (тип ДК-РСЧ-В з масляним заповненням, розрахунковий перепад тиску 100 мм вод. ст., шкала 0–1000 м³/год). Споживання газу котельні враховується ротаційним лічильником (тип РС-25, витрата 25 м³/год,

абсолютний тиск $1,02 \text{ кГ/см}^2$). Відпуск газу на заправлення балонів враховується за різницею тисків на початку і наприкінці заправлення (з поправками на температуру газу наприкінці заправлення).

У систему автоматизації роботи АГНКС включені також автоматичне ввімкнення вентиляції при підвищеній загазованості приміщення компресорного цеху, а також світлова сигналізація, що регулює в'їзд транспорту на заправну площадку і проведення ручних операцій з заправлення транспортних ємностей стиснутим газом.

2.2. Основне обладнання газонаповнювальних станцій

Для виробництва стиснутого газу застосовуються поршневі чотири-ступеневі повітряні компресори вертикального типу марки 2РО–3/350, виготовлені АТ «Сумське машинобудівне НВО», які пристосовані для компримування горючих газів [68].

Тиск усмоктування $1,02 \dots 1,2 \text{ кГ/см}^2$, максимальний тиск після четвертого ступеня компресора $260 \text{ або } 350 \text{ кГ/см}^2$, продуктивність відповідно $168 \text{ і } 197 \text{ м}^3/\text{год}$ (при $0 \text{ }^\circ\text{C}$ та 760 мм. рт. ст.), число обертів валу 380 об/хв , потужність приводного електродвигуна 68 кВт при 1500 об/хв .

Діаметри циліндрів компресора на тиск 350 кГ/см^2 становлять відповідно $330, 170, 80, 40 \text{ мм}$; хід поршня 150 мм . Температура газу на виході з холодильника $30 \text{ }^\circ\text{C}$. Витрата охолоджувальної води (при перепаді температур $10 \text{ }^\circ\text{C}$) складає $6,5 \text{ м}^3/\text{год}$, компресорного мастила 300 г/доба . Габаритні розміри компресора $1420 \times 1563 \times 2250 \text{ мм}$; вага 3565 кг .

В табл. 2.1 наведено дані щодо розподілу тисків за окремими ступеннями компресора залежно від тисків усмоктування і нагнітання газу.

Таблиця 2.1. Показники використуваних антидетонаторів

Тиск усмоктування, мм. вод. ст.	Тиск за ступеннями, кГ/см^2				Середній коефіцієнт стиску
	I	II	III	IV	
1000	4,63	18,8	74,0	350,0	4,23
1000	4,31	16,2	60,0	260,0	3,92
2000	4,58	16,9	61,0	260,0	3,84

Для великих АГНКС може бути використаний (з незначними переробками) повітряний компресор ЗР–7/220 продуктивністю $420 \text{ м}^3/\text{год}$ (при $0 \text{ }^\circ\text{C}$ і 760 мм рт. ст.). Акумулятори високого тиску виготовляються геометричною ємністю $0,4; 0,8; 1,0; 1,2 \text{ м}^3$.

На рис. 2.3 представлено розріз суцільнокованого акумулятора на робочий тиск 350 кГ/см^2 ємністю 1 м^3 ; матеріал – вуглецева сталь марки 30.

З технологічних розумінь акумулятори високого тиску іноді виготовляють із двома горловинами; у цьому випадку їх монтують на спеціальних підставках. Контрольно-запобіжну арматуру розташовують на кришці верхньої горловини. Акумулятори обладнують наповнювально-роздавальними вентилями, маномет-рами (тип МГВ–150ДО, діаметр корпусу 150 мм , шкала $0 \dots 400 \text{ кГ/см}^2$), запобіжними клапанами і вентилями для продувки з трубками, опущеними на дно акумулятора.

Для АГНКС, розрахованих на компримування газу до 260 кГ/см^2 , можуть застосовуватися акумулятори високого тиску звареної конструкції, виготовлені з труб $426 \times 35 \text{ мм}$ (ГОСТ 8733-58) і еліптичних днищ. Матеріал корпусу і днищ – низьколегована сталь за ГОСТ 5058-57 з межею міцності 6000 кГ/см^2 . Висота акумулятора 12000 мм , внутрішній діаметр 356 мм , ємність $1,2 \text{ м}^3$.

Звичайно ємність акумуляторних батарей становить 18 м^3 при тиску 350 кГ/см^2 і 24 м^3 при тиску 260 кГ/см^2 . Для цих значень ємності акумуляторів тривалість роботи

газонаповнювальних колонок при 16 год роботи компресорів дорівнює відповідно 9,5 та 10,8 год. Вісциновий фільтр подано на рис. рис. 2.4.

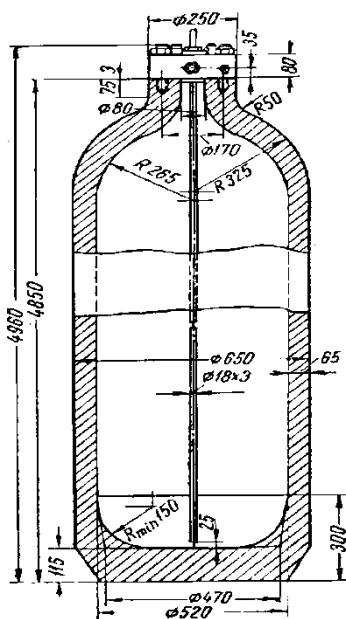


Рис. 2.3. Акумулятор
(суцільнокований)

високого тиску ємністю 1 м^3
на робочий тиск 350 кг/см^2

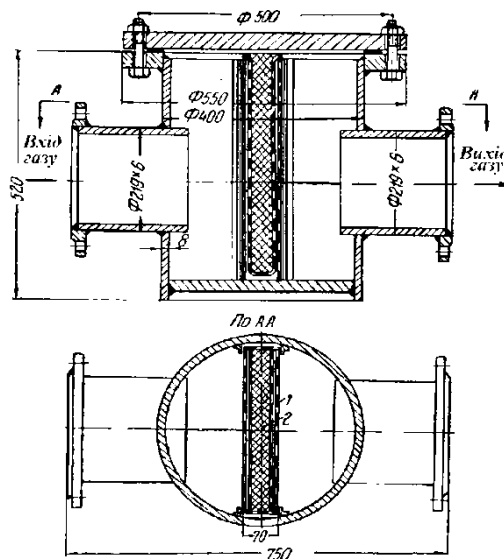


Рис. 2.4. Вісциновий фільтр
низького тиску:

1 – сітка; 2 – набивання

Він являє собою циліндричну посудину з вставленим у нього фільтруючим елементом, що складається з двох рядів металевої сітки, простір між якими заповнено металевими кільцями Рашига (розмірами $15 \times 15 \times 0,2 \text{ мм}$), змоченими вісциновим маслом (суміш 60% циліндрового і 40% солярового масел, густина $0,938 \text{ кг/л}$ при $50 \text{ }^\circ\text{C}$).

Розміри фільтра визначаються в залежності від продуктивності АГНКС і допустимої швидкості руху газу на усмоктувальному тракті (зазвичай — $1,1 \text{ м/сек}$). Для АГНКС продуктивністю $720 \text{ м}^3/\text{год}$ фільтри мають розміри: внутрішній діаметр – 384 мм , висота 520 мм , товщина матеріалу циліндричної посудини 8 мм , внутрішній діаметр вхідного і вихідного патрубків 207 мм , загальна вага 160 кг , розрахунковий тиск 10 кг/см^2 . Очищення фільтра здійснюється промиванням фільтруючого елемента гарячим содовим розчином.

Буферний балон подано на рис. 2.5. Він застосовується для усунення пульсацій газу на впускній лінії компресорів. Його ємність 2 м^3 , що відповідає 40-секундному споживанню газу одним компресором 2Р0–3/350. Балони виготовляють із сталі марки Ст. 3 (за ГОСТ 380–60) і розраховують на тиск 1 кг/см^2 , їхня вага 550 кг . Балон має манометр, водяний затвор чи регулятор тиску (підтримуючий постійний надлишковий тиск, на який розраховується лінія усмоктування першого ступеня компресора) і вентиль для спуску конденсату.

Продувальний балон за конструкцією ідентичний буферному балону. Ємність його $0,5 \text{ м}^3$, розрахунковий тиск 6 кг/см^2 , зовнішній діаметр 600 мм , висота 2000 мм , товщина стінок 5 мм , загальна висота 2600 мм , вага 280 кг . Арматура продувального балона: манометр, запобіжний клапан і вентиль для спуску конденсату.

Газоосушувальний пристрій, установлюваний після четвертого ступеня компресорів, конструктивно виконуються у вигляді патронів із твердими адсорбентами чи у вигляді спеціальних холодильно-конденсатних пристроїв (іноді застосовуються одночасно обидва види осушувачів).

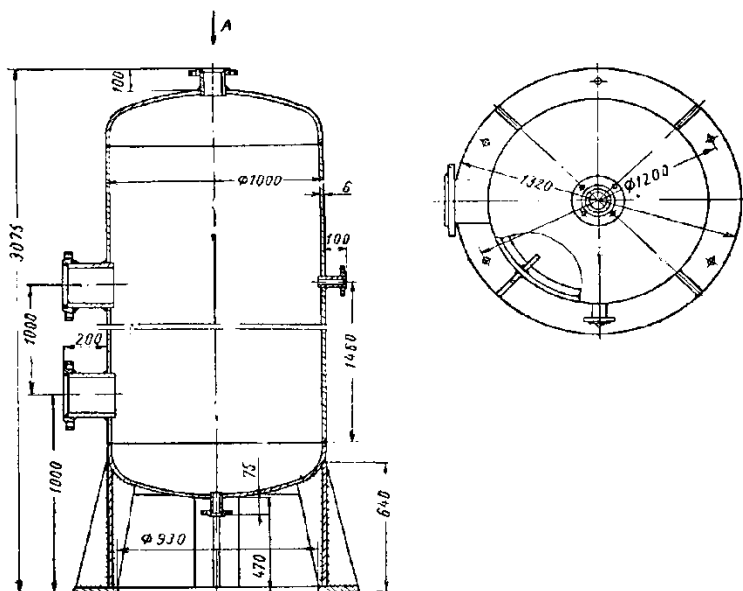
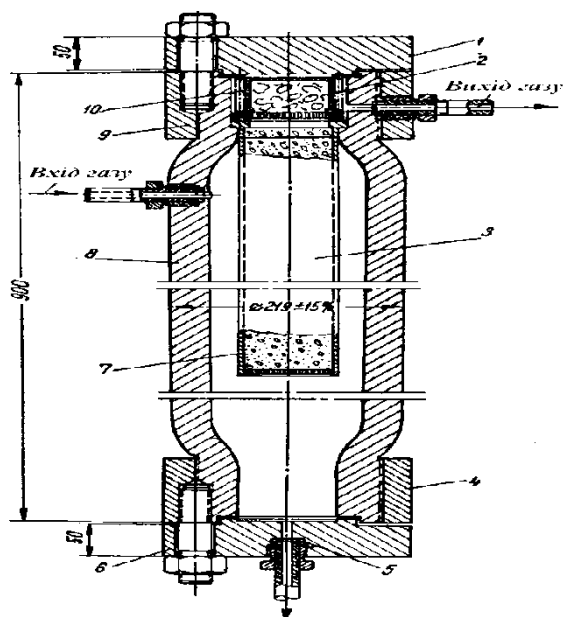


Рис. 2.5 Буферний балон для газу низького тиску

Для підвищення ефективності роботи осушувальних патронів (збільшення коефіцієнта осушення газу) за ними встановлюють клапан протитиску, що забезпечує прохід газу через адсорбент із граничним тиском газу в четвертому ступені компресора (350 або 260 кГ/см²).



На рис. 2.6 зображено розріз балона з патроном, заповненим адсорбентом (хлористий кальцій, силікагель, активований глинозем).

Насипна вага хлористого кальцію 1,8 кг/л; середня поглинальна здатність 1,5 кг води на 1 кг хлористого кальцію, степінь осушення газу до 90%.

Рис. 2.6. Балон із твердим адсорбентом для осушення газу високого тиску:

- 1 – кришка; 2 – фільтр тонкого очищення; 3 – патрон із твердим адсорбентом; 4, 9 – кільця; 5 – штуцер для приєднання відвідної лінії конденсату; 6 – дно;
- 7 – набивання патрона (твердий адсорбент); 8 – корпус; 10 – сітка

Силікагель – це тверді склоподібні зерна з рівномірно розподіленими порами однакової величини. Дрібнопористий силікагель декількох марок (КСМ, ШСМ, МСМ, АСМ) застосовують для осушення природного газу з малою вологістю, крупнопористий (марок КСК, ШСК, МСК і АСК) – при високому вмісті вологи в газі.

Після четвертого ступеня компресора газ завжди є насиченим, тому для АГНКС високого тиску застосовують крупнопористий силікагель. Насипна вага дрібнопористого силікагелю 0,67 кг/л, крупнопористого 0,4...0,5 кг/л.

Силікагель забезпечує високий степінь осушення і здатний уловлювати, крім вологи, деякі забруднюючі домішки, наприклад сірчисті сполуки. Регенерація силікагелю здійснюється прожарюванням при 600...700° С.

Активованій глинозем №383 насипний і має: вага 0,85 кг/л, точка роси наприкінці циклу поглинання (при 3%-му насиченні адсорбенту вологою) досягає 40° С, регенерація проводиться газом, нагрітим до 200° С.

Періодичність зміни адсорбенту залежить від вологовмісту газу на виході з четвертого ступеня компресора і необхідного ступеня осушення. Степінь осушення газу звичайно не перевищує 70...75%. Для підвищення ступеня осушення газу корпус осушувача охолоджують водою через гвинтовий змійовик, припаяний до корпусу.

Холодильна установка для осушення газу подана на рис. 2.7.

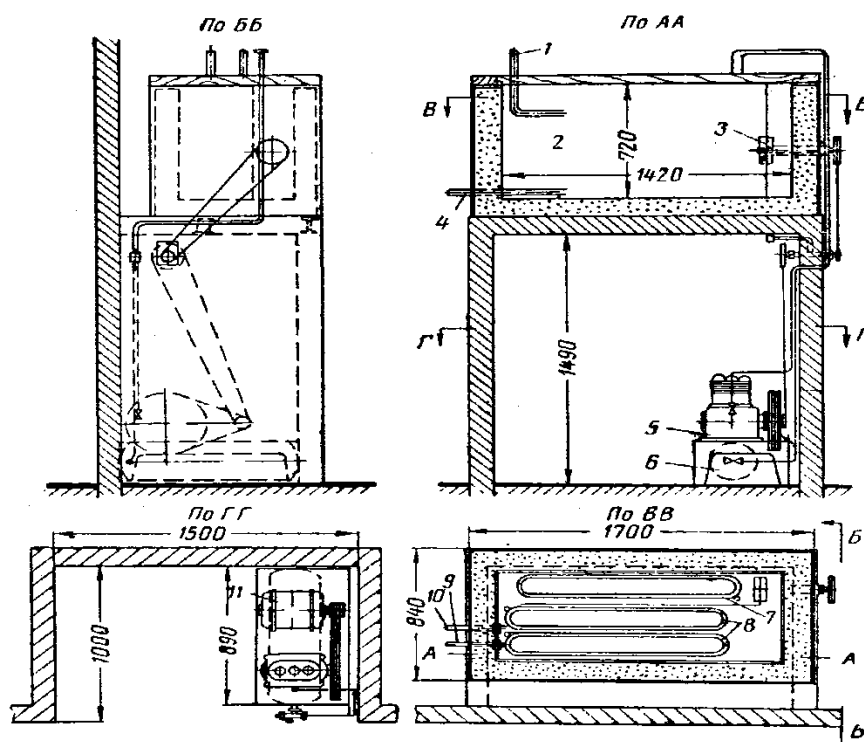


Рис. 2.7. Холодильна установка для видалення вологи з газу високого тиску:
 1 – трубка для впуску розсолу; 2 – резервуар для розсолу; 3 – мішалка для розсолу;
 4 – трубка для зливу розсолу; 5 – холодильний компресор для холодоагенту; 6 –
 конденсатор для холодоагенту; 7 – випарний змійовик для холодоагенту; 8 –
 теплообмінний змійовик для охолодження газу; 9 – вхідний патрубок стиснутого газу;
 10 – вихідний патрубок для охолодженого стиснутого газу; 11 – приводний
 електродвигун компресора

Вона складається з резервуара 2 для розсолу, мішалки 3, холодильного компресора 5, конденсатора 6 для холодоагенту (аміак, фреон-12), випарного змійовика 7, двох змійовиків 8 для газу і термостата, що автоматично регулює роботу холодильної установки.

Оскільки вологовміст насиченого газу значною мірою залежить від температури, охолодження насиченого газу є ефективним способом його осушення. Так, якщо при тиску 350 кг/см² температура метанового газу із 40° С знижується до 30° С, то в результаті цього зменшується вологовміст насиченого газу з 138 до 86 г/м³ (тобто на 38%). При наступному зниженні температури метану відповідно до 20, 10 і 0°С вміст вологи в момент насичення зменшується до 52, 30 і 18 г/м³. У балонах та інших транспортних посудинах вологовміст газу завжди нижчий, ніж в акумуляторах газу на АГНКС.

Клапан протитиску (рис. 2.8), використовують для підтримки в газоосушувачі незалежно від кількості газу в акумуляторах максимального тиску (що підвищує випадання вологи у вигляді конденсату і зменшує об'єм вологи, яка подається у

систему осушення). Клапан протитиску складається з суцільнозварного сталевго корпусу 16, кришки 10, гофрованої сталевгої мембрани 9, золотникового клапану 13 і вантажу 1.

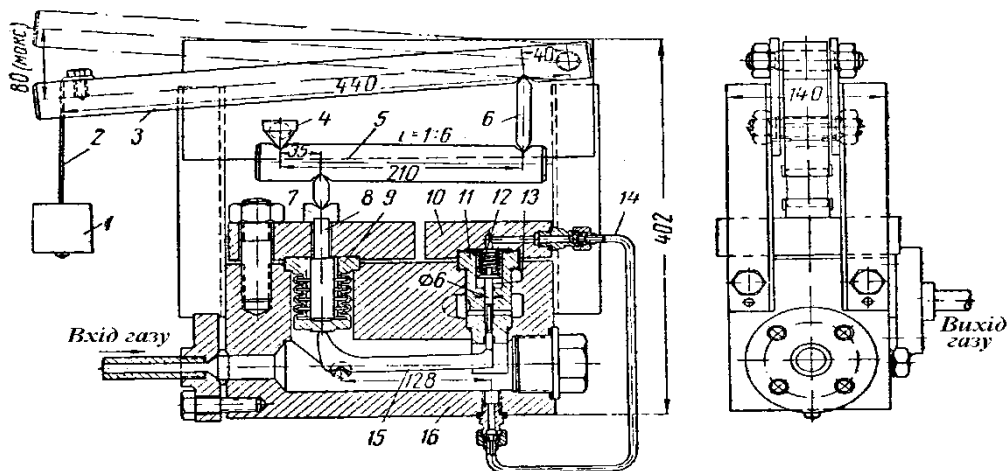


Рис. 2.8. Клапан протитиску:

- 1 – вантаж; 2 – трос; 3, 5, 15 – важелі; 4, 6 – призми; 7 – опора призми;
 8 – штовхальник гофрованої мембрани; 9 – гофрована металева мембрана;
 10 – кришка золотникового пристрою; 11 – втулка золотника; 12 – пружина;
 13 – золотниковий клапан; 14 – сполучна – зрівняльна трубка; 16 – корпус

Принцип його дії такий.

На мембрану 9 знизу давить стиснутий газ, що надходить з четвертого ступеня компресора, а зверху – вантаж 1 (через систему важелів); мембрана через важіль 15 діє на золотниковий клапан 13. Коли тиск під мембраною досягає заданої величини, мембрана стискається, і золотниковий клапан 13 під дією сили пружини 12 переміщається вниз, забезпечуючи прохід газу. Клапан протитиску викликає збільшення (до 10%) витрати електроенергії на роботу компресора, однак це виправдується підвищенням степені осушення газу.

Режими і показники роботи газонаповнювальних станцій

Газонаповнювальні станції автомобільного типу зазвичай працюють у дві-три зміни (16...23 год).

При 300-денній роботі типової АГНКС із чотирма компресорами номінальною продуктивністю по $180 \text{ м}^3/\text{год}$ максимально можливе річне виробництво стиснутого газу становить $4 \cdot 180 \cdot 300 \cdot 16 = 3456000 \text{ м}^3$ при двозмінній роботі та $4 \cdot 180 \cdot 300 \cdot 23 = 4968000 \text{ м}^3$ при тризмінній. Така кількість газу (при теплотворній здатності природного газу 8000 ккал/м^3) еквівалентна за теплотворністю 2600...3725 тон бензину, тобто природного газу вистачить для заповнення 345600...496800 п'ятдесяти літрових балонів до тиску 200 кг/см^2 .

Якщо АГНКС призначена для обслуговування газобалонних автомобілів, то кількість автомобілів визначають, виходячи з таких даних. Добовий пробіг газобалонних автомобілів ЗІЛ-166 і ГАЗ-51АБ може бути прийнятий у середньому 1150 км, витрата природного газу — 38 м^3 на 100 км для газобалонних автомобілів ЗІЛ-166 і 27 м^3 — на 100 км для автомобілів ГАЗ-51АБ при коефіцієнті використання автомобільного парку 0,7.

В табл. 2.2 наведено основні показники дво- і чотирикомпресорної АГНКС для стиснутого природного газу.

За таких умов річний пробіг одного автомобіля становить 37500 км, витрата газу 14250 м^3 на рік для автомобіля ЗІЛ-166 і 10125 м^3 для автомобіля ГАЗ-51АБ.

Таблиця 2.2. Основні показники роботи двокомпресорної та чотирикомпресорної АГНКС для стиснутого природного газу

Показники	ГНС	
	двокомпресорна	чотирикомпресорна
Кількість одночасно працюючих компресорів, шт.	2	5
Загальне число компресорів, шт.	2	5
Сумарна максимальна продуктивність одночасно діючих компресорів, $m^3/год$,	360	788
Загальна потужність приводних електродвигунів, $kW/год$	136	272
Тиск газу після четвертого ступеня компресора, kG/cm^2	350	260
Ємність одного акумулятора високого тиску, m^3	0,4	1,2
Число акумуляторів високого тиску, шт.:		
першої секції	15	16
другої секції	5	4
Коефіцієнт використання ємності акумуляторів	0,75	0,60
Кількість газонаповнювальних колонок, шт.	3	5
Продуктивність, $m^3/доба$	5760	12608
Тривалість роботи на добу, год:		
компресорів	16	16
колонок	16	16
Кількість автомобілів		
прикріплених	150	340
які заправляється щодня	75	170
Максимальна пропускна здатність ГНС у "години пік", шт. на год	-	59

Кількість автомобілів ЗІЛ–166 і ГАЗ–51АБ при двозмінній роботі АГНКС становить по 140 і при тризмінній роботі — по 200. Усі балони, установлені на одному автомобілі, наповнюються газом одночасно с тривалістю заправки 5...8 балонів (при повному тиску газу в акумуляторах). Час заправки складає 6...10 хв. (включаючи час на приєднання і від'єднання наконечника наповнювального шлангу).

2.3. Стационарна станція АГНКС–500 за проектом ПівденНДГіпрогазу

На рис. 2.9 подано генеральний план АГНКС–500. Відповідно до технологічного процесу виробництва, збереження і розподілу газомоторного палива до складу споруд АГНКС входить:

- виробничо-технологічний корпус і зовнішню установку окремого технологічного обладнання;
- автозаправна з навісом з восьми постів з колонками;
- зовнішні інженерні комунікації, а саме: газопровід підключення до газових мереж, водопровід від міських мереж для господарсько-побутових і протипожежних потреб, мережа каналізації, теплопроводи, лінії електропередачі від місцевих електромереж напругою 6...10 кВ і телефонний кабель від мережі місцевої телефонної станції.

Основні технічні показники стаціонарних АГНКС–500 подано в табл. 2.3, а технологічне обладнання відображено на рис. 2.10.

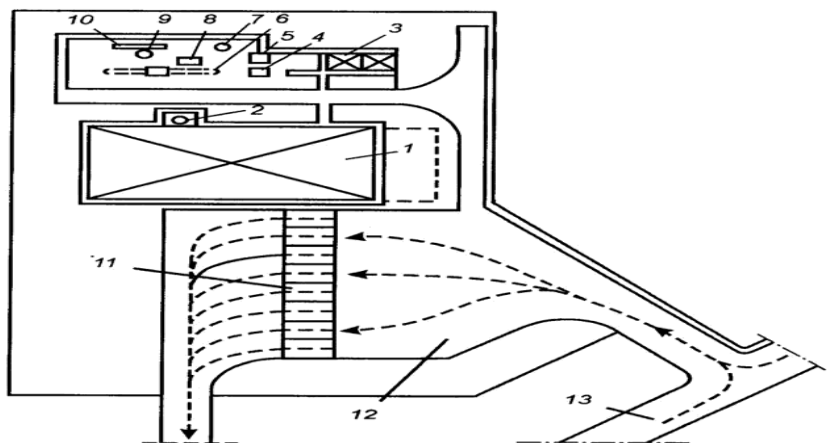


Рис. 2.9. Генеральний план АГНКС:

1 – виробничо-технологічний корпус; 2 – повітрярозбірник; 3 – водяні холодильники антифризу; 4 – ємність для антифризу; 5 – ємність води; 6 – акумулятори газу; 7 – сепаратори; 8 – теплообмінник; 10 – електронагрівник (5, 9, 10 – елементи системи регенерації газу блоку осушення, 11 – автозаправна; 12 – майданчик стоянки автомобілів; 13 – автомобільна дорога

Технологічне обладнання в основному розміщено у виробничо-технологічному корпусі, що включає:

- компресорне відділення;
- повітряну компресорну;
- відділення охолодження води (антифризу) і насосного обладнання;
- комплектну трансформаторну підстанцію (КТП);
- вентиляційну камеру;
- щитову;
- механічну майстерню;
- відділення запірно-регулювальної арматури;
- побутові приміщення й операторну.

Зовнішня установка технологічного обладнання включає:

- акумулятори газу;
- апарати повітряного охолодження;
- сепаратори.

Таблиця 2.3. Основні технічні показники стаціонарних АГНКС–500

Показники	Виготовлювач, фірма		
	СРСР (компресори ВО "Борець")	Італія, фірма "Нуово-Піньоне"	СРСР (компресори НДР)
Продуктивність:			
добова, тис. м ³	27,5	27,5	27,5
річна, млн. м ³	10,0	10,0	10,0
Кількість заправлених автомобілів за добу	500	500	500
Тиск газу, МПа:			
на вході	0,8...1,2	0,6...1,2	0,4...0,6
на виході	20,0	20,0	20,0
Потужність компресорів, кВт	800 (5×160)	1215 (9×135)	640 (2×320)

Кількість компресорів	5	9	2
Кількість газозаправних колонок	8	7	8
Об'єм акумуляторів газу, м ³	18	18	18
Чисельність персоналу (при тризмінній роботі)	20	20	20
Площа території, га	0,7	0,7	0,7

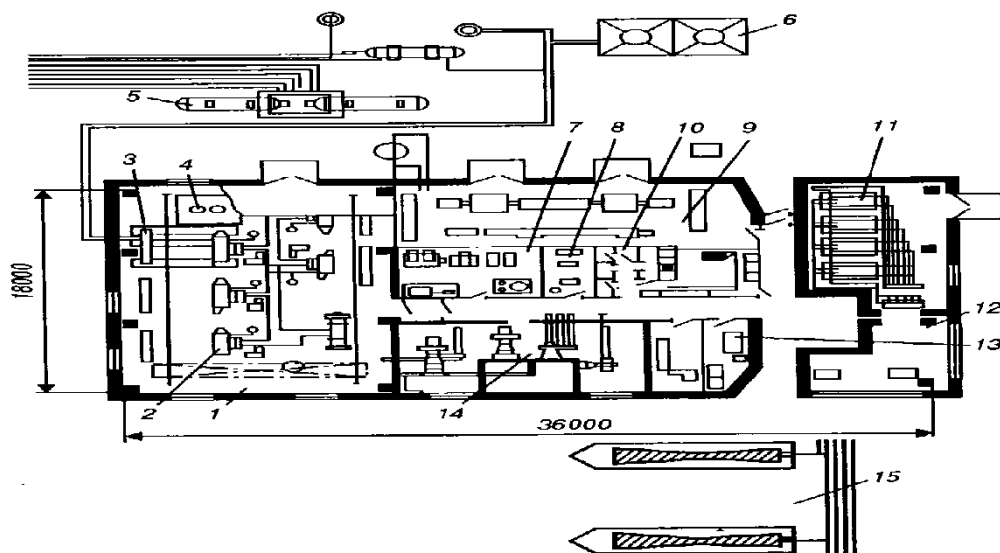


Рис. 2.10. Компонування основного технологічного обладнання АГНКС-500:

1 – компресорне відділення; 2 – компресор; 3 – холодильники компресора 4 – блок осушення; 5 – акумулятори газу; 6 – ємність антифризу; 7 – майстерня; 8 – насоси води та антифризу; 9 – компресори повітряної системи 10 – побутові приміщення; 11 – трансформаторна підстанція; 12 – відділення запірно-регулювальної арматури; 13 – операторна; 14 – майстерня; 15 – побутова; 16 – бокси для заправлення автомобілів; 17 – вентиляційна камера

У компресорному відділенні станції розміщені компресорні установки з холодильниками, установка осушення газу, блок редукування тиску газу з 25 до 20 МПа, що надходить із посудин-акумуляторів у напрямку до газозаправних колонок.

У насосному відділенні станції встановлене обладнання для забезпечення циркуляції води (антифризу) у системі охолодження газу і компресорних циліндрів. На окремих станціях його розміщують у компресорному відділенні.

У повітряній компресорній розміщені компресори для подачі повітря в систему керування продувними клапанами газових компресорних установок. В італійських установках для цих цілей використовується замість повітря технологічний газ, що дозволяє виключити зі складу станції повітряну компресорну. У відділенні КТП і щитовій установлені трансформатори, шафи і щити контрольно-вимірювальних приладів і апаратури (КВПіА).

У відділенні запірно-регулювальної арматури станцій АГНКС–500 розміщена система для розподілу потоку газу, спрямованого з акумуляторів до заправних колонок, що включає електропривідні засувки з дистанційним керуванням. Вона забезпечує автоматичну подачу газу до газозаправних колонок за двоступінчастою схемою.

В АГНКС фірми "Нуово-Піньоне" відділення запірно-регулювальної арматури відсутнє, бо замість напівавтоматичної дистанційної схеми заправлення автомобілів

застосовується система ручного заправлення з малогабаритними кульовими кранами, розміщеними в газозаправних колонках.

У вентиляційній камері станції змонтоване вентиляційне і технологічне обладнання для електрообігрівання.

В операторній АГНКС встановлено центральний пульт керування роботою технологічного обладнання і заправлення автомобілів. На станціях керування технологічним обладнанням цілком автоматизовано. Операції заправлення автомобілів на АГНКС, крім приєднання-від'єднання заправного рукава, відкриття-закриття вентиля на автомобілі та подачі команди на заправлення, також автоматизовані.

Посудини, акумулятори газу, що використовуються на АГНКС-500, встановлюють поза виробничо-технологічним корпусом станції в ґрунті нижче зони його промерзання. Оголовки посудин виводять у приямок.

Акумулятори-балони, застосовувані на італійських АГНКС-500, розміщені в бетонному заглибленому каркасі, в приміщенні акумуляторної встановлюють і вузол редукування тиску. Апарати повітряного охолодження газу і антифризу звичайно розміщують поза виробничим технологічним корпусом станції.

У заправній галереї АГНКС встановлено вісім боксів, розділених перегородками з залізобетону. Біля торця кожної перегородки з одного боку встановлюють газозаправні колонки (ГЗК).

Вітчизняні ГЗК містять додаткову арматуру. Для забезпечення ручного заправлення автомобілів у разі відмови дистанційної. Крім цього в колонці мається датчик, що перетворює тиск газу в електричний сигнал для системи дистанційного керування, і термодатчик для контролю температури газу, необхідної для визначення його об'єму.

Станція АГНКС-500 за проектом розрахована з умови наступного розподілу (у %) заправлень автомобілів протягом доби: у першу зміну – 55, у другу – 35 і у третю зміну – 10. Завантаження технологічного обладнання станції не перевищує 50% на добу через прийнятий розподіл навантаження АГНКС по робочих змінах, бо станція спроектована на параметри, які забезпечують заправлення автотранспорту в найбільш завантажену першу зміну доби. Чисельності персоналу – 15 осіб.

Загальні капіталовкладення в АГНКС становлять 1...2,5 млн дол. США залежно від територіальних коефіцієнтів, довжини зовнішніх інженерних комунікацій, стану і придатності майданчика для будівництва тощо. Усереднені капітальні вкладення на одну АГНКС-500 становлять 1,7 млн дол. США, у тому числі на будівельно-монтажні роботи – до 1 млн.

2.3.1. АГНКС- 500 з компресорами 2ГМ4-1,3/12-250

Загальний вигляд компресорного цеху АГНКС-500 з компресорами 2ГМ4-1,3/12-250 (виробництво заводу "Борець", РФ) подано на рис. 2.11 та рис. 2.12.



Рис. 2.11. Загальний вигляд компресорного цеху АГНКС-500 з компресорами 2ГМ4-1,3/12-250



Рис. 2.12. Загальний вигляд компресорної установки 2ГМ4–1,3/12–250

Технологічна схема АГНКС–500 зображена на рис. 2.13 [69].

Технологічний процес відбувається таким чином.

Природний газ із зовнішнього газопроводу під тиском 0,6...1,2 МПа (6...12 кгс/см²) надходить на станцію через вхідний вентиль 18, після цього проходить очищення в первинному сепараторі С–1.

Далі він подається на систему опалення (у котельню, якщо така є) і в компресорне відділення, в якому встановлені п'ять компресорних установок 2ГМ4–1,3/12–250, які мають електричний привід, робоча частота обертання якого може бути встановлена на одному з двох рівнів, що забезпечують 50% або 100% продуктивність компресорної установки.

Охолодження компресорних установок здійснюється охолоджувальною рідиною (водою), що в свою чергу охолоджується або в холодильниках (теплообмінниках), де як холодильний агент використовується антифриз, або в апаратах повітряного охолодження.

Газ, стиснений компресорними установками до тиску 25 МПа, надходить на установку осушення, основними елементами якої є адсорбери А1 і А2, які працюють по чергово.

У разі підвищення точки роси осушеного газу до мінус 30 °С (у результаті насичення адсорбенту вологою) виконується перемикання адсорберів. Виведений з робочого циклу адсорбер піддається регенерації шляхом обробки його адсорбенту осушеним гарячим газом, що подається від електро-підігрівника А5 (А6), з наступним охолодженням адсорбенту тим же потоком газу після відключення електропідігрівника.

Сухий стиснений газ через вентилі №№ 14 і 15 надходить в акумулятори Е-1 №1 і №2, що містять газ або під тиском 24 МПа – одноступінчате заправлення, або під тиском 22...24 МПа і 11,5...14 МПа (відповідно двоступінчате заправлення). Тиск в акумуляторах газу, які мають геометричний об'єм 9 м³ кожний, регулюється за допомогою відповідної зміни кількості працюючих компресорних установок або частоти їхнього обертання.

Газ з акумуляторів через вентилі №№ 9, 10, встановлені у відділенні запірної і регульовальної арматури, подається на газозаправну колонку «Кл» і після цього спрямовується шлангом високого тиску на заправлення газобалонної установки автомобіля.

Зважаючи на названі вище технологічні операції заправлення автомобілів стисненим газом на АГНКС технологічна лінія газу поділена на:

- лінію всмоктування компресорів;
- систему компримування природного газу;
- систему осушення природного газу;
- систему акумуляції і зберігання стисненого газу;
- систему заправлення автомобілів стисненим газом;
- систему газопроводу для опалення АГНКС [69].

Лінію всмоктування компресорів складає та частина технологічної лінії, що розташована між точкою приєднання газопроводу АГНКС до зовнішнього газопроводу (міського, магістрального та ін.) і колектором всмоктування компресорів.

Газ тиском 0,6...1,2 МПа, що надходить на АГНКС із зовнішнього газопроводу, проходить через сепаратор С-1, вузол вимірювання витрати газу і газопроводом Гс-100, на якому встановлені фільтр і запобіжний клапан спрямовується на всмоктування компресорів К-1.

На газопроводі Гс-100 (від введення газу на АГНКС до колектора всмоктування компресорів) встановлені:

- засувки з електроприводом №№ 18 і 17 типу ЗКЛ-100-16 і ЗКЛ-50-16, призначені відповідно для припинення подачі газу на АГНКС і скидання газу в атмосферу (у разі закриття засувки № 18 автоматично відкривається засувка № 17). Керування засувками здійснюється за місцем й зі щита керування ЩТУ-04;

- ручні засувки №№ 101-103 типу ЗКЛ-100-16, призначені для відключення і байпасування роботи первинного сепаратора С-1;

- ручні засувки №№ 104-107 типу ЗКЛ-100-16 призначені для відключення від газопостачання вузла обліку витрати газу і фільтру;

- термометр технічний, скляний, ртутний – для вимірювання температури газу на вході АГНКС;

- скидний пружинний запобіжний клапан типу СППК 4-50-16;

- для скидання газу в атмосферу, у разі підвищення тиску газу в газопроводі вище 1,25 МПа (12,5 кгс/см²);

- манометр показувальний, загального призначення типу МТП-160Х16;

- сепаратор первинний С-1 (встановлений ззовні виробничо-технологічного корпусу) – вертикальний циліндричний апарат з внутрішньою сітчастою насадкою, призначений для відділення від потоку газу твердих часток і часток рідини.

Накопичення рідини відбувається в нижній частині сепаратора, звідки вона (рідина) періодично, через ручні дренажні засувки (№ № 144, 145) типу ЗКЛ12 скидається в посудину Е-3.

Нижня частина сепаратора (днище) обвита теплосупутником, необхідним для нагрівання рідини, що дренується, за мінусових температур зовнішнього повітря. На штуцерах входу і виходу води з теплосупутника встановлені вентилі (Ду 20, Ру 16) типу 15нж б5бк [69].

Сепаратор обладнаний дренажним штуцером Ду 50 із запірним пристроєм, а також водомірним склом.

На сепараторі встановлені:

- диференційне реле тиску типу РДД-1М, призначене для виміру перепаду тиску (максимально допустимий перепад – 0,05 МПа, мінімальний – 0,01 МПа) і для світлової і звукової сигналізації у випадку недопустимих перепадів тиску; датчик рівня рідини ДУЖЭ-200М, призначений для контролю рівня рідини і для світлової і звукової сигналізації у випадку мінімального 250 мм і максимального 850 мм її (рідини) рівнів;

- вузол обліку витрати газу, призначений для вимірювання кількості газу, необхідного для функціонування АГНКС, складається з камерної діафрагми Ду 100 типу ДК-16-100 і самописного дифманометра типу ДСС-734 з додатковим записом тиску (шкала вимірювання витрати: 0...6300 нм³/год.; шкала вимірювання тиску 0...16 кгс/см²). Витрата газу на АГНКС 400...3600 нм³/год.;

- фільтр типу ФГ19-100-12, – це литий корпус із сітчастою касетою, призначений для тонкого очищення природного газу від механічних домішок;

- всмоктувальний колектор компресорів складається з гасника пульсацій ГС-400 (Ду 400, довжиною 5,5 м) і двох колекторів, що виходять з нього Ду 100 і Ду 80 (на схемі умовно показаний один загальний колектор), кожний з яких відповідно подає газ на три та два компресора

Експлікація обладнання		
Позн.	Найменування	Кіль-ть
Н-4	Насос антифризу	1
Е-6	Посудина антифризу	1
УО-1	Установка осушення	1
Кл-1	Газозаправна колонка	8
Н-3	Насос для масла	1
Н-2	Насос для антифризу	3
Н-1	Насос для води	2
Х-1	Холодильник води	3
Бх-1	Повітряний холодильник антифризу	2
С-1	Сепаратор первинний	1
Е-5	Посудина для масла	1
Е-4	Посудина антифризу	1
Е-4а	Посудина для води	1
Е-3	Посудина збору води	1
Е-2	Продуквальна посудина	1
Е-1	Акумулятор газу	1
К-1	Компресор	5

Умовні позначення	
	межа приміщення
	Ан — антифриз нагрій
	Аох — антифриз охолодж.
	◇ — арматура з дистанційним управлінням
	Гс — вологомаслоділвач
	Гс — газ сирий
	Гос — газ осушений
	Гр — газ регенерації
	Гох — газ охолоджений
	С — напрямок потоку газу
	Вн — напрямок потоку рідини
	Вох — рідина охолоджена
	Рм — рідина + масло
	В — рідина

Точка	1	2	3	4	5	6	7	8
Н, мм ³ /г	800-400	800-400	400-2000	400-2000	400-2000	200-400	200-400	200-400
Р, МПа	1,2-1,3	25	0,5-2,5	0,5-2,5	0,5-2,0	1,2-1,4	1,2-1,4	1,2-1,4
Т, °С	-15-+15	+30-45	±0-35	±0-35	-30-45	-40-+15	+300-350	-30-60

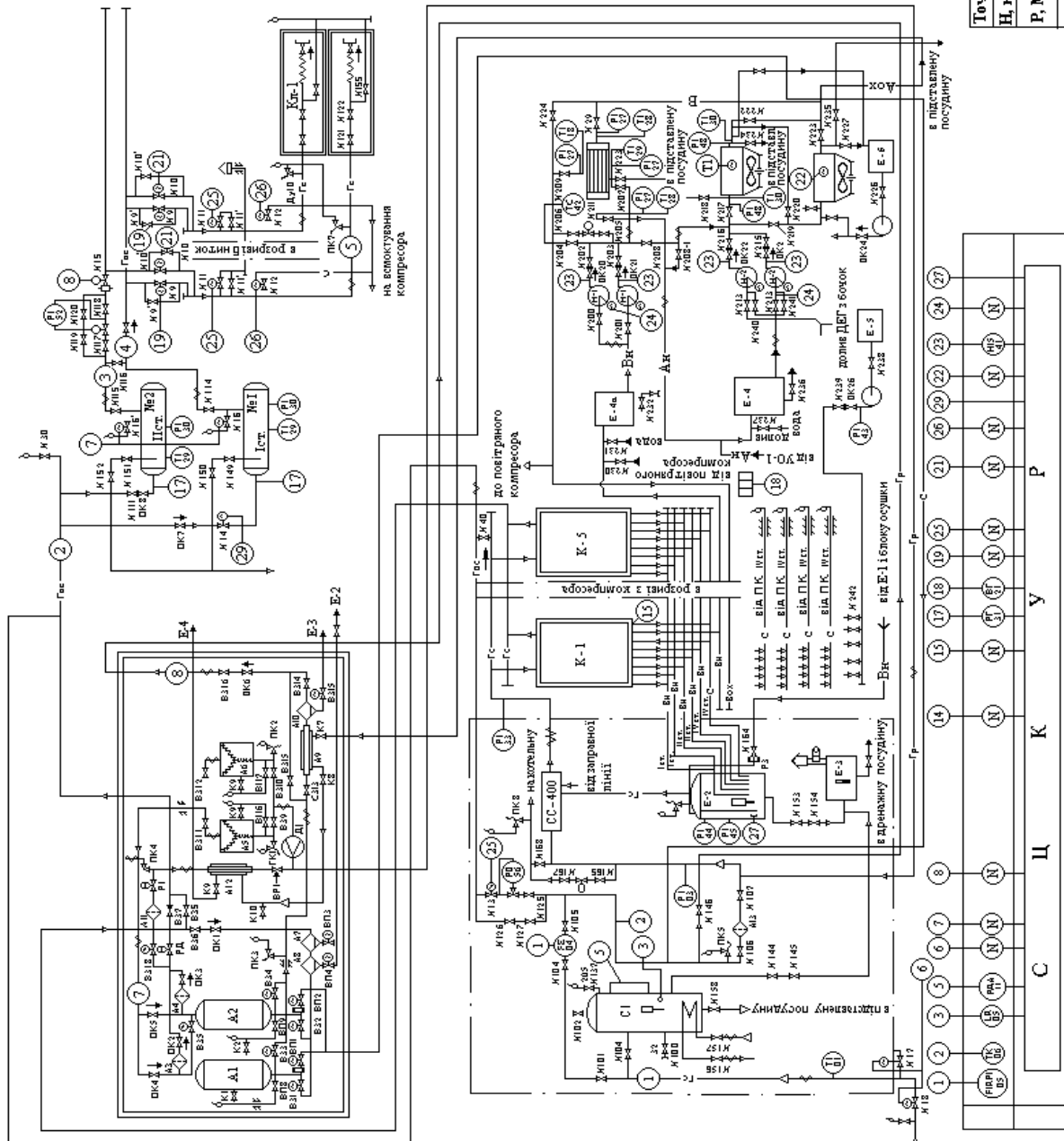


Рис. 2.13. Технологічна схема АГНК-500 з компресорами 2ГМ4-1,3/12-250

На всмоктувальному колекторі компресорів встановлені манометр загальнопромислового призначення типу МТП 160x16 і продувальний газопровід з засувкою № 40 типу ЗКЛ2-50-16.

Систему компримування природного газу надано на рис. 2.14.

Вона є тією частиною технологічної лінії АГНКС, що розташована між запірними приладами, встановленими на всмоктувальному колекторі, і нагнітальним газопроводом компресорної установки.

Компримування природного газу виконується п'ятьма паралельно встановленими компресорними установками К-1 типу 2ГМ4-1,3/12-250.

Це позначення розшифровується так:

2 – кількість рядів циліндрів;

Г – газовий (для природного газу);

М – опозитна база;

4 – максимально допустиме зусилля на штокові (т);

1,3 – продуктивність ($\text{м}^3/\text{хв.}$), за номінального тиску всмоктування;

12 – тиск всмоктування, $\text{кг}/\text{см}^2$,

250 – тиск нагнітання, $\text{кг}/\text{см}^2$ [69].

Компримування з природного газу компресорною установкою здійснюється в чотирикратним стисненням. Після кожного ступеня стиснення газ спрямовується в холодильники. Після охолодження він повертається на наступний ступінь компримування, а після кінцевого охолодження спрямовується в загальний для всіх компресорних установок нагнітальний газопровід «Гс».

Кожна компресорна установка має робочі характеристики, які подані в табл. 2.4.

На кожній компресорній установці встановлені:

– термометри для вимірювання температури газу на всмоктуванні кожного ступеня (типу ТТ П2 1 160 66 - на першому ступені і типу ТТ П4 160 66 на інших ступенях);

– термометр типу ТТ П4 160 66 для вимірювання температури масла в картері;

– термометр типу ТТ У6 160 104 для вимірювання температури газу на нагнітанні I ступеня;

– термометри типу ТТ П6 2 160 66 для вимірювання температури газу на нагнітанні II, III, IV ступенів;

– термометр типу ТТ П4 160 66 для вимірювання температури газу після кінцевого холодильника;

– термометри типу ТТ П2 2 240 66 для вимірювання температури охолоджуючої рідини (води) на вході і виході з компресорної установки;

– скидні пружинні запобіжні клапани 122.00.00, 092.00.00, 052.00.00 (2 шт.) відповідно після кожного ступеня.

Автоматичне та ручне продування холодильників і вологомасловіддільників компресорних установок виконуються в продувальну посудину Е-2 (місткість $1,6 \text{ м}^3$ з тиском 1,6 МПа).

Накопичення рідини відбувається в нижній частині Е-2, звідки рідина періодично через ручні вентиля Ду25 типу 15 КЧ18П скидається в посудину збору рідини Е-3, а газ спрямовується на всмоктування компресорних установок.

Продувальна посудина Е-2 обладнана скидним запобіжним пружинним клапаном типу СППК-50-16 (тиск наладки – $12,5 \text{ кг}/\text{см}^2$) і сигналізатором граничних рівнів типу ДУЖЕ-200М ($H_{\text{сигн. мин.}}$ – 100 мм; $H_{\text{сигн. макс.}}$ – 500 мм від днища).

На Е-2 встановлені технічний манометр зі шкалою $0 \dots 16 \text{ кг}/\text{см}^2$ типу МТП 160x16 і технічний термометр з шкалою від 30 до $50 \text{ }^\circ\text{C}$ типу П-2.1.160.103.

Викид рідини з посудини Е-3 періодично виконується в дренажну посудину через ручний ventиль Ду50 типу 15КЧ18П. Об'єм посудини $0,63 \text{ м}^3$, тиск – атмосферний.

Таблиця 2.4. Робочі характеристики компресорної установки 2ГМ4-1,3/12-250

Призначення	Компримування природного газу
Середовище, що стискається	природний газ
Температура газу на всмоктуванні, К (°С)	268...303 (-5...+30)
Тиск газу на всмоктуванні, МПа, абс	0,59...1,18
Тиск нагнітання, МПа	24,5
Температура газу після кінцевого холодильника, К (°С)	на 10 °С вище температури охолоджувальної рідини (води)
Температура охолоджувальної води (антифризу), К (°С)	278...308 (5...35)
Продуктивність за умовами всмоктування м ³ /с (м ³ /хв): n=740 об/хв n=370 об/хв	0,0217 (1,3) ... 0,01 (0,6) 0,01085 (0,65) ... 0,005 (0,3)
Потужність, що споживається на валу, кВт n=740 об/хв n=370 об/хв	125 62
Потужність електродвигуна, встановлена, кВт	160/75
Привідний двигун	Двошвидкісний електродвигун типу А2КП/24-8/16 у виконанні Н4Т-ІІ з частотою обертання 740/370, напругою мережі 380 В, 50 Гц
Витрата охолоджувальної води за температури на вході 308 К включаючи кінцевий холодильник, м ³ /год	25
Витрата антифризу, м ³ /год	30
Загальна маса установки, кг	5800
Габарити установки: довжина, м ширина, м висота, м	3,670 2,700 1,070
Тиск води (охолоджувальної рідини) в системі охолодження, МПа	0,246

Газ після компресорних установок спрямовується або на установку осушення, або, минаючи установку осушення, до системи акумуляції та зберігання; або через байпас на всмоктування компресорних установок (для обмеження числа пусків компресорних установок).

На байпасі встановлені регулятор тиску прямої дії "до себе", необхідний для зниження тиску нагнітання до тиску всмоктування компресорних установок і вентилі: 13 – типу 15с921нж Ду40, 125 – Ду40 типу 15с21нж, 126 – Ду25 типу 15с20нж, 127 – Ду25 типу 15с21нж, необхідні для байпасування регулятора тиску.

Подача масла для циркуляційної системи змащування механізмів руху компресорних установок виконується з посудини Е-5 (об'єм посудини – 0,63 м³, тип 1–1–0,63) насосом Н-3 (продуктивність насосу – 8 л/хв., тиск – 0,5 МПа, типу БТ ІІ–ІІ) по трубопроводу "М" із відкритими вентилями 238, 239, 242 (тип вентилів 15Б1бк) в рами відповідних компресорних установок. На нагнітальному трубопроводі насосу Н-3 встановлений технічний манометр типу МТП 160х16.

Подача масла в систему змащування циліндрів компресорної установки здійснюється багато плунжерним насосом високого тиску (лубрикатором), який є невід'ємною частиною компресорної установки. Заливання масла в лубрикатор виконується вручну.

Установка осушення природного газу АдМ-4,0 призначена для видалення з природного газу, стисненого до 25,0 МПа, водяної пари шляхом адсорбційного осушення. Як адсорбент використовується цеоліт NaA.

Установка осушення природного газу складається з (рис. 2.15):

- адсорберів А1 і А2;
- фільтрів А3, А4, А11;
- електродігрівачів газу А5 і А6;
- вологомастиловіддільників А7 і А8;
- холодильника А9;
- вологовіддільників А10,
- теплообмінника А12;
- запірної, регулюючої і запобіжної арматури.

Технічні характеристики установки осушення подано в табл. 2.5.

Система акумуляції та зберігання стисненого природного газу, необхідного для заправлення автомобілів, складається з двох циліндричних акумуляторів Е-1-1 і Е-1-2. Вони встановлені горизонтально на ґрунті ззовні виробничо-технологічного корпусу на об'язувальних газопроводах.

На рис. 2.16 подано акумулятор системи акумуляції та зберігання стисненого природного газу. Він являє собою горизонтальну циліндричну посудину з двома сферичними днищами згідно ГСС1-1-10-25У-001. Циліндрична частина акумулятора виконана в рулонному виконанні.

Одне днище акумулятора обладнане люком-лазом діаметром 400 мм, штуцерами входу і виходу газу, продування і дренажу. Крім того, циліндрична частина акумулятора обладнана 24 дренажними отворами, необхідними для встановлення контрольних трубок. Для доступу до люк-лазу, штуцерів і внутрішньої порожнини акумулятора передбачений колодязь (бункер). Кожний акумулятор обладнаний продувальним газопроводом ВМ-10Ду10, необхідним для продування останнього від масла і вологи, на якому встановлені два ручні вентиля 149 (151), 150 (152) – Ду10 типу 15с21нж.

В табл. 2.6 подано основні параметри акумулятора.

Продування акумуляторів від масла і вологи виконується в продувальну посудину Е-2 через дросельну шайбу, перед якою за ходом газу встановлений ручний ventиль 164 – Ду10 типу 15с21нж.

Продування акумуляторів виконується тільки з працюючими компресорними установками.

На об'язувальних газопроводах подачі газу на кожний акумулятор встановлюються:

- зворотний клапан Ду32 типу ПЗ 43019;
- ручний ventиль Ду25, типу 15с21нж (на Е-1 № 2);
- ventиль з електроприводом Ду25, типу 15с21нж (на Е-1 № 1).

На газопроводі виходу газу з кожного акумулятора розміщені:

- ручний запірний ventиль Ду40, типу 15нж21нж;
- продувальний газопровід (викиду в атмосферу), на якому встановлений ventиль з електроприводом;
- зворотний клапан (після Е-1 № 1) Ду32, типу ПЗ 43019;
- вузол редукування тиску газу (після Е-1 № 2), де встановлені: регулятор тиску прямої дії "після себе"; ручні вентиля Ду 40, типу 15с21нж, Ду 25 типу 15с20нж, Ду 25

типу 15с21нж, Ду 40 типу 15нж21нж, необхідні для байпасування регулятора тиску. Регулятор тиску призначений для зниження тиску газу з 25,0 МПа до 20,0 МПа;

– вентиль Ду40 типу 15нж21нж з електроприводом.

Автоматичне регулювання тиску газу в акумуляторах виконується шляхом вмикання, вимикання і зміни частоти обертання компресорних установок.

Дистанційне керування вентилями реалізується за допомогою щита керування ЩТУ–04, поданого на рис. 2.17 [69].

Таблиця 2.5. Технічні характеристики установки осушення

Найменування параметрів	Норма
Максимальна кількість осушуваного газу, кг/год (м ³ /год) при температурі 20 °С і тиску 101,3 кПа	0,74 (4000)
Максимальний робочий тиск, МПа	25
Мінімальний робочий тиск, МПа	15
Температура осушуваного газу на вході в установку осушення, К (°С)	303...318 (30...45)
Вологовміст стисненого газу на вході в установку осушення, г/м ³ , не більше (за нормальних умов)	0,4
Точка роси осушуваного газу на виході з установки, виміряна за тиску 101,3 кПа (760 мм рт. ст.), К (°С), не вище	203 (мінус 70)
Вид адсорбенту	Цеоліт NaA
Перепад тиску осушуваного газу на вході та виході з установки, МПа (кгс/см ²), не більше	0,6 (6)
Тиск регенерувального і охолоджувального газів на виході з установки, МПа	0,6 або 1,2
Встановлена потужність, кВт, не більше	45
Параметри електроживлення установки осушення: напруга, В частота, Гц	380/220 50
Виконання за вибухозахистом обладнання за ГОСТ 12.2.020 Категорія і група вибухонебезпечної суміші	1 Е 11 АТЗ 11А, Т1
Витрата осушеного газу на регенерацію та охолодження за температури 293 К (20 °С) і тиску 101,3 кПа (760 мм рт.ст.), м ³ /год., не більше	200
Параметри охолоджувача регенерувального газу: середовище температура, К(°С)	50%-й водний розчин ДЕГу або вода 288...308 (15...35)
Витрата охолоджувального середовища, м ³ /год	1,0
Максимальний тиск охолоджувального середовища, МПа	0,25
Температура газу регенерації після холодильника, К (°С), не вище	323 (50)
Габарити установки, мм, не більше: довжина ширина висота	3000 2000 4000
Монтажна маса установки осушення, кг, не більше	5000
Загальна маса комплекту поставки, кг, не більше	7500

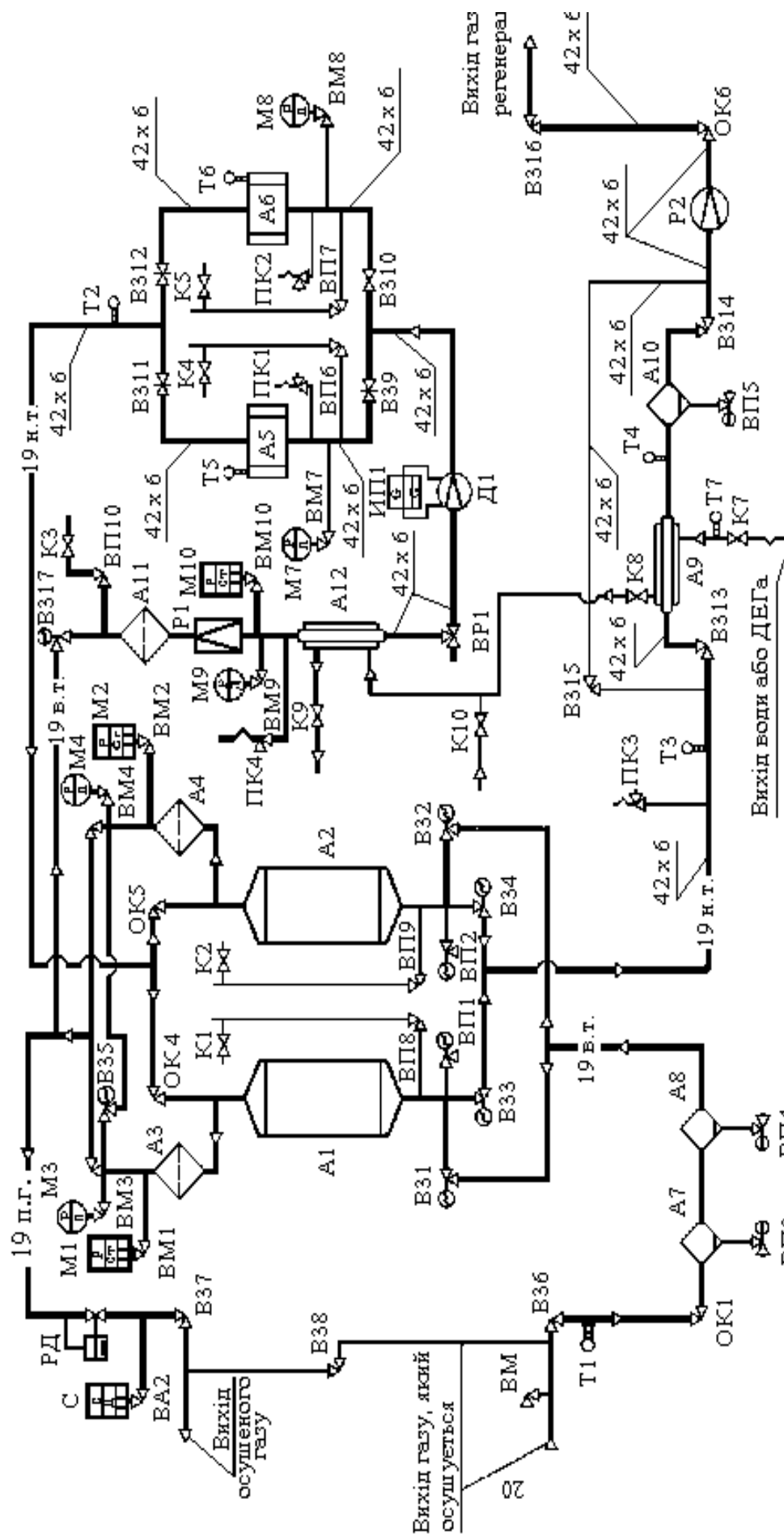


Рис. 2.15. Принципова схема установки осушения АДМ-4,0:

А1, А2 – адсорбери; А3, А4, А11 – фільтри; А5, А6 – електронпідігрівачі; А7, А8, А10 – вологомасловідільники; А9 – холодильник; Р1, Р2 – дроселі; В3 – вентиль запрірний; ОК – зворотний клапан; ВП – вентиль продувний; РД – регулятор тиску; ВР – вентиль регулювальний; ВЛ – вологомір; Д – витратомір; Ж – запобіжний клапан

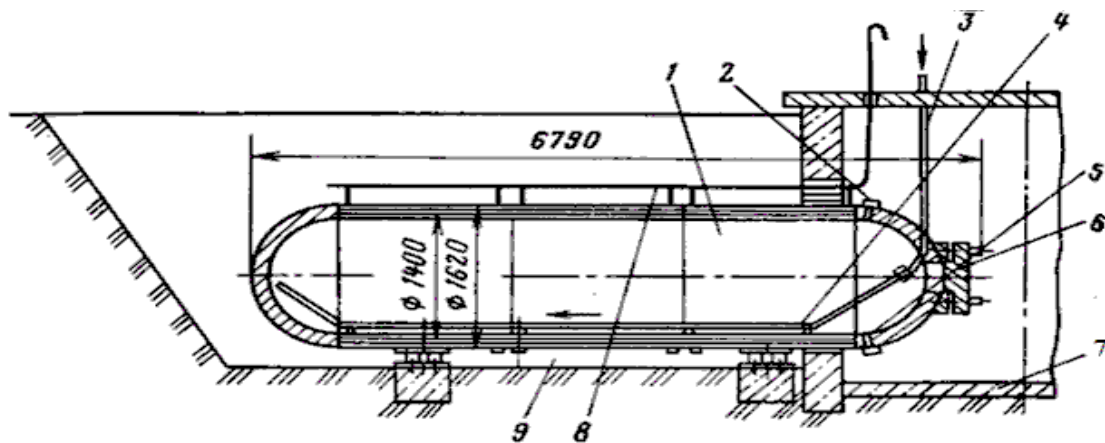


Рис. 2.16. Акумулятор системи акумуляції та зберігання стисненого газу:
 1 – резервуар; 2 – отвір для випуску повітря при гідровипробуваннях;
 3 – подача газу в резервуар; 4 – трубопровід розподілу газу усередині резервуара;
 5 – дренажний отвір; 6 – люк-лаз; 7 – бункер; 8 – колектор дренажних отворів обичайок (царг) резервуара; 9 – піщана засипка

Таблиця 2.6. Основні параметри акумулятора

Об'єм номінальний, м ³	9,0
Тиск, МПа: робочий розрахунковий	25 27,5
Температура, °С робоча розрахункова	від -10 до +50 плюс 50
Мінімально допустима температура стінки, °С	мінус 10
Середовище	стиснений природний газ (вибухопожеженобезпечне, не токсичне, не корозійне)
Діаметр внутрішній, мм	1400
Габаритні розміри, мм: довжина висота	6790 ± 20 1860 ± 4,6
Маса, кг, не більше	27500
Термін служби, років, не менше	20
Коефіцієнт використання, %	56,2

На кожному акумуляторі встановлені манометр типу МТП–160х400 для вимірювання тиску і температури природного газу. Крім того, на лицьовій панелі щита ЩТУ–04 є ряд світлових табло запобіжної сигналізації: "Тиск в акумуляторах № 1 та № 2 низький", "Тиск в акумуляторах № 1 та № 2 високий"; кнопки керування вентилями ("вкл.", "відкл.") і сигнальні лампи положення вентилів; прилади, що показують тиск в акумуляторах.

Підтримання заданого тиску газу в акумуляторах виконується шляхом впливу системи централізованого контролю, керування і регулювання "Рейс–1" на штатні системи компресорних установок.

Автоматичне вмикання, вимикання і перемикання компресорних установок на 0; 50; 100% продуктивності, залежно від тиску газу в акумуляторах, виконується в такій послідовності.

– якщо тиск в акумуляторах перевищує 24,0 МПа, компресорні установки почергово вимикаються з інтервалом 2,5 хв.;

– у разі тиску газу в компресорах 25,0 МПа всі установки вимикаються.

При двоступінчастій схемі заправлення автомобілів, яка подана на рис. 2.18, тиск газу в акумуляторі Е–1 №1 складає величину 14,7 МПа, а в акумуляторі Е–1 № 2 – 25 МПа:

– вентиль, що з'єднує газопроводи виходу газу з акумуляторів – закритий;

– компресорні установки не працюють.

У разі падіння тиску в Е–1 №1 до 12,0 МПа вмикається перша компресорна установка;

– якщо через 2...10 хв тиск не перевищує 12,5 МПа, вмикається друга компресорна установка;

– якщо через 5 хв після ввімкнення першої компресорної установки тиск не піднімається вище 13,5 МПа, вмикається третя компресорна установка;

– якщо через 3...5 хв тиск не зменшується, четверта компресорна установка не включається, але якщо тиск стане рівним 12,5 МПа – включається;

– у разі тиску газу в Е–1 №1 – 14,7 МПа і більше вентиль закривається;

– у разі тиску 24,0 МПа в Е–1 №2 компресорні установки почергово переводяться на 50% продуктивність з інтервалом 0,5 хв.;

– у разі тиску 25,0 МПа в Е–1 №2 всі компресорні установки вимикаються;

– у разі падіння тиску газу в Е–1 № 2 до 21,5 МПа вентиль закривається.

Переключення роботи компресорних установок на байпас здійснюється шляхом відкриття вентиля 13, керування яким здійснюється оператором або за місцем, або з щита ЩТУ–04. Послідовність пуску, зміна продуктивності (0; 50; 100 %), зупинки компресорних установок відповідають нарощуванню їхніх порядкових номерів на АГНКС (від 1 до 5). Команда пуску подається на компресорну установку, яка знаходиться в стані готовності і має порядковий номер, наступний по порядку зростання за номером компресорної установки, ввімкнутої останньою.

Команда зупинки подається на працюючу компресорну установку з найменшим порядковим номером. Наведені алгоритми автоматичного регулювання тиску газу в акумуляторах є орієнтовними. На кожній АГНКС такі алгоритми повинні прийматися у відповідності з проектом.

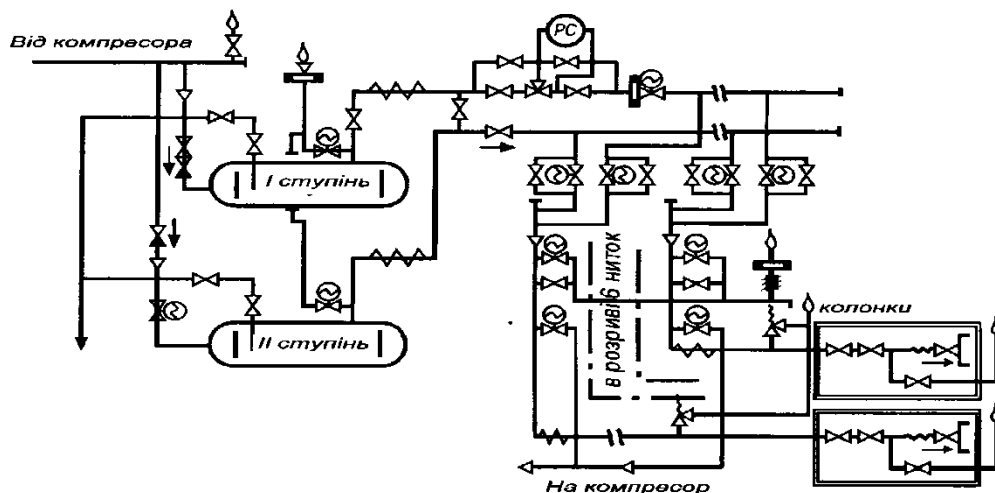


Рис. 2.18. Двоступінчаста схема дистанційного заправлення автомобілів

Обов'язковою умовою алгоритму є виключення можливості одночасного пуску в роботу двох і більше компресорних установок.

Газ з акумуляторів через газопровід подається у відділення запірної та регулюючої арматури системи заправлення автомобілів.

Система заправлення автомобілів стисненим газом складається з:

- восьми газозаправних колонок;
- заправних газопроводів, індивідуальних для кожної колонки, в об'язці яких встановлена електропривідна арматура, що забезпечує подачу газу на кожну газозаправну колонку під час автоматичного або дистанційного способів заправки автомобілів.

Система охолодження виконує міжступеневе і кінцеве охолодження газу в компресорних установках, яке здійснюється водою, що циркулює по замкнутому контуру і охолоджується влітку в апаратах повітряного охолодження (АПО) Вх-1 (див. рис. 2.19), а взимку охолодження газу відбувається антифризом, який охолоджується у холодильниках води Х-1.



Рис. 2.19. Апарати повітряного охолодження газу

Система охолодження газу складається з:

- розширювальної посудини для води Е-4а прямокутної форми, об'ємом $1,6 \text{ м}^3$, яка працює під атмосферним тиском, типу 1-1-1,6;
- розширювальної посудини для антифризу Е-4, прямокутної форми, об'ємом $1,6 \text{ м}^3$, яка працює під атмосферним тиском, типу 1-1-1,6;
- посудини для антифризу Е-6, прямокутної форми, об'ємом $2,5 \text{ м}^3$, яка працює під атмосферним тиском, типу 11-2-3,2;
- двох насосів для води Н-1 марки ЗК-6У, продуктивністю $45 \text{ м}^3/\text{год}$ і повним напором $54,0 \text{ м}$ кожна;
- трьох насосів Н-2 для антифризу, марки Х45/54-а, продуктивністю $45,0 \text{ м}^3/\text{год}$ і повним напором $54,0 \text{ м}$ кожна;
- насосу Н-4 для антифризу марки С205-б, продуктивністю $14 \text{ м}^3/\text{год}$;
- трьох холодильників Х-1 для води типу $\frac{426\text{T2} - 16 - \text{м1}}{20\text{ГОГЗ}}$, Ду400, з площею теплообміну $F=83,4 \text{ м}^2$ кожний;
- двох апаратів повітряного охолодження Вх-1 для антифризу (води), марки АВГ-9-Ж-Б1-33 $\frac{6-6-4}{6-6-4}$, з поверхнею нагріву $F=1320,0 \text{ м}^2$ і робочим тиском до $0,6 \text{ МПа}$.

У системі охолодження встановлені:

- засувки типу ЗКЛ2-80-16 Ду80 і зворотні клапани ОК20, ОК21, ОК22, ОК23 типу 16с 13нж відповідно в об'язці насосів Н-1 і Н-2;
- засувки типу ЗКЛ2-150-16 в об'язці холодильника Х-1;
- регульовальний клапан з регулятором температури ТС, типу РТПД-80, призначений для подачі води після насосу Н-1 в трубопровід Вох, залежно від

температури охолоджувальної води в останньому;

- засувки типу ЗКЛ2–150–16 в системі байпасування ТС–42;
- засувки типу ЗКЛ2–150–16 в обв'язці апаратів повітряного охолодження Вх–1;
- засувки типу ЗКЛ2–150–16 і зворотний клапан ОК24 типу 16с13нж в обв'язці насосу Н–4;
- вентилі типу 15нж65бк К7–К10 в обв'язці холодильника А9 і теплообмінника А12 установки осушення газу;
- засувки на трубопроводах підживлення системи ДЕГом;
- засувка типу ЗКЛ2–150–16 для подачі води на повітряні холодильники Вх–1 від насосу Н–1, міняючи холодильники Х–1;
- засувка типу ЗКЛ2–150–16 для подачі води в посудину Е–4 від насосу;
- засувка типу ЗКЛ2–150–16 для подачі охолоджувальної води (антифризу) в систему охолодження компресорних установок;
- вентиль типу 15нж65бк для подачі води в посудину Е–4а із системи охолодження повітряних компресорів;
- засувка типу ЗКЛ2–150–16 для подачі води від насосів Н–1 в посудину Е–4, міняючи холодильник Х–1;
- засувки для підживлення системи охолодження водою;
- вентилі типу 15б1бк для скидання води (антифризу) відповідно з посудини Е–4, холодильника Х–1, апаратів повітряного охолодження Вх–1 і посудини Е–4а в підставні посудини;
- манометри типу ЭКМ–1У 160x10 для вимірювання тиску води (антифризу), а також для сигналізації в разі граничних значень тиску на нагнітальних трубопроводах після насосів Н–1 і Н–2;
- технічні манометри типу МТП 160x100 і термометри технічні ртутні типу П–2.2 240 для вимірювання тиску і температури води й антифризу на вході та виході холодильника Х–1;
- технічні манометри типу МТП–160x10 і термометри технічні ртутні типу П–4.1 160 103 для вимірювання тиску і температури води і антифризу на вході та виході апаратів повітряного охолодження Вх–1.

Ручне керування насосами Н–1, Н–2 здійснюється за місцем їх установки шляхом натискання відповідних кнопок керування ("пуск", "останов.").

Початкові положення обладнання і арматури під час охолодження води після компресорних установок на АПО Вх–1:

- посудини Е–4 і Е–4а – заповнені водою (антифризом);
- насос Н–1 – один в роботі, інший в резерві;
- насос Н–2 – два в роботі, один у резерві;
- АПО Вх–1 – один у роботі, інший у резерві.

За необхідності збільшення глибини охолодження води (антифризу) обидва АПО Вх-1 можуть бути послідовно включені в роботу.

Охолодження газу на компресорних установках К–1, а також на апаратах А9 і А12 установки осушення газу в названому вище випадку виконується таким чином.

Нагріта вода після апаратів А9 і А12 через трубопровід надходить у посудину Е–4, а нагріта вода після компресорних установок через трубопровід надходить у посудину Е–4а. Звідки забирається працюючим насосом Н–1, що подає її в посудину Е–4, з якою насосами Н–2 вода подається на АПО Вх–1, де відбувається її охолодження. Охолоджена вода через трубопроводи надходить на охолодження компресорних установок і апаратів А9 і А12 і відповідно до посудини Е–4а та Е–4.

Початкові положення обладнання і арматури під час охолодження води після компресорних установок на холодильниках Х–1:

- посудина Е–4 – заповнена антифризом;

- посудина Е-4а – заповнена водою;
- насос Н-1 – один в роботі, інший в резерві;
- насос Н-2 – два в роботі, один в резерві;
- АПО Вх-1 – один у роботі, один у резерві.

За необхідності збільшення глибини охолодження антифризу обидва АПО Вх-1 можуть бути послідовно включені в роботу.

Охолодження води в холодильниках Х-1 виконується антифризом замкнутого циклу циркуляції, який, у свою чергу, охолоджується на АПО Вх-1. Крім того, охолоджений антифриз забезпечує охолодження апаратів А9 і А12 установки осушення газу.

Нагрітий у холодильниках Х-1 і апаратах А9 і А12 антифриз через трубопроводи надходить у посудину Е-4, звідки забирається насосами Н-2 і подається останніми на АПО Вх-1, де відбувається його охолодження. Холодний антифриз через трубопроводи подається на холодильники Х-1 і апарати А9 і А12.

У літній період, коли охолодження води здійснюється на повітряних холодильниках Вх-1, антифриз зливається в посудину Е-6, звідки, за необхідності, насосом Н-4, з відкритою засувкою, подається в трубопровід.

Залив у систему охолодження виконується з бочок через вентиля на всмоктування насосів Н-2. Регулювання заданої температури води в трубопроводі здійснюється шляхом автоматичної зміни кількості води, що надходить в даний трубопровід через регулювальний клапан, залежно від температури води в останньому. Скидання води і антифризу з апаратів системи охолодження виконується в підставні посудини.

Для збільшення терміну служби і підвищення надійності роботи системи охолодження та охолоджуваного обладнання необхідно виконувати такі заходи для підтримання фізико-хімічних властивостей антифризу:

- підтримувати рівень антифризу в розширювальній посудині Е-4 не нижче 2/3 висоти посудини для запобігання його надмірного окислення. Рівень антифризу відзначати в змінному журналі під час передачі зміни;
- періодично, не рідше одного разу на квартал, лабораторним способом або із застосуванням портативних приладів визначати такі характеристики антифризу, як: густина (питома вага) та водневий показник рН.

Густина антифризу повинна відповідати ТУ на застосований його вид (Тосол-40, Тосол-60 або інший).

Водневий показник рН має бути в межах 8...9. Він перевіряється рН-метром або за допомогою лакмусового папірця. Якщо антифриз має кислу реакцію, її слід нейтралізувати до лужної додаванням моноетаноламіну або гідрацингідрату. Вода для системи охолодження має застосовуватись дистильована або пом'якшена, водневий показник рН у межах 8...9.

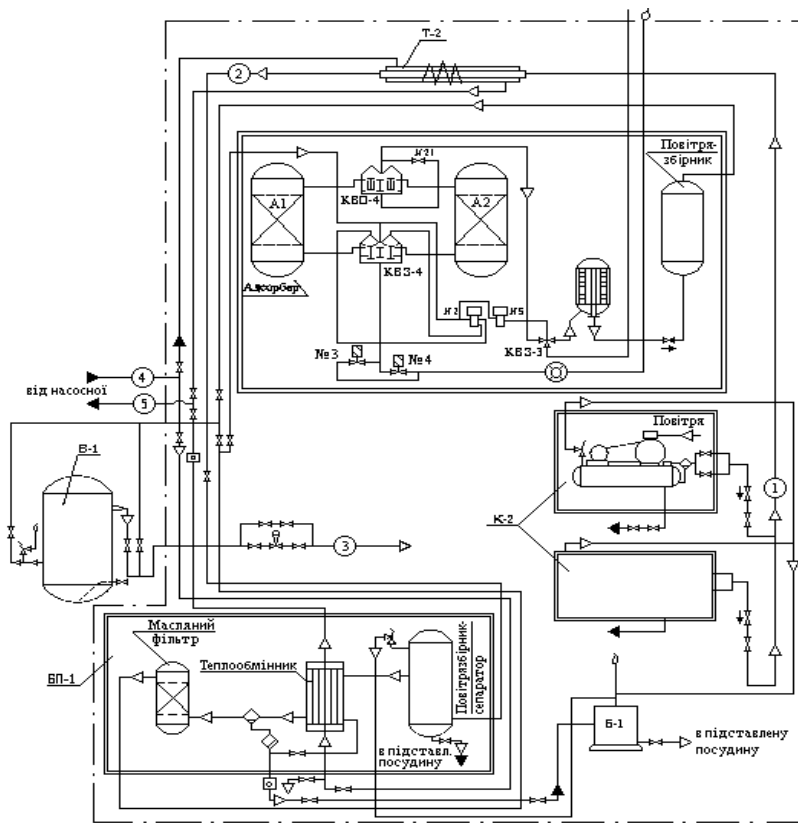
Вона призначена для компримування, охолодження, осушення, акумулювання і редукування стисненого повітря, яке подається на клапани продування волого-масловіддільників газових компресорних установок і на пневмоперетворювачі тиску системи автоматики останніх.

Система підготовки стисненого повітря КВП і А (рис. 2.20) складається з:

- двох пересувних компресорних установок типу СО-7Б (одна – резервна);
- установки осушення повітря безнагрівної типу УОВБ 40-100;
- повітрязбірника ($V = 4 \text{ м}^3$, $P = 0,8 \text{ МПа}$);
- продувального баку (Двн = 300 мм, $H = 580 \text{ мм}$);
- трубопроводів (антифризу, води, конденсату) з арматурою.

Технічні дані компресорної установки СО-7Б подані в табл. 2.7.

Установка осушення повітря безнагрівна типу УОВБ 40-100 складається з двох блоків: блоку підготовки повітря БП-1 і блоку осушення повітря БОВ-1, що являють собою послідовний ланцюг апаратів, установлених залежно від функціонального призначення за технологічною схемою підготовки і осушення повітря.



Примітка. Вузол редукування встановлюється в приміщенні насосної

Кількість Q, м ³ /год	30	30	30	0,5	0,5
Температура t, °C	140+170	60	20+40	20+35	20+45
Тиск Q, P, МПа	0,6	0,6	0,2+0,3	0,3+0,4	0,3+0,4
точки	1	2	3	4	5

Рис. 2.20. Система підготовки стисненого повітря

Таблиця 2.7. Основні технічні дані компресорної установки СО-7Б

Параметри	Норма
Продуктивність, м ³ /хв, не менше	0,5
Тиск, Па, не менше	58,8 x 10 ⁴
Компресор: діаметр циліндрів, мм хід поршня, мм	78 85
Частота обертання колінчатого валу, об/хв	1000
Напрямок обертання (з боку маховика)	Проти годинникової стрілки
Система змащування	Розбризкуванням
Витрата масла, г/год	не більше 40
Електродвигун: вид струму потужність, кВт частота струму, Гц напруга, В частота обертання валу, об/хв	змінний трифазний 4 50 220/380 2880
Місткість ресивера, л	22
Габарити, мм (довжина*ширина*висота)	920*480*820
Маса, кг	160

Основні технічні дані установки осушення повітря подані в табл. 2.8.

Стиснене повітря до тиску 0,6 МПа з температурою 140...170 °С від компресорної установки К-2 через трубопровід "BC", охолоджувач повітря Т-2 з температурою до 60 °С, блок підготовки повітря БП-1 з температурою до 40°С, і блок осушення повітря БОВ-1 спрямовується в повітрозбірник В-1 і далі споживачам через вузол редукування, де тиск повітря зменшується до 0,2...0,3 МПа. Тиск повітря в повітрозбірнику В-1 підтримується постійним незалежно від витрати повітря споживачами, шляхом автоматичного вмикання (вимикання) компресорної установки К-2.

Таблиця 2.8. Основні технічні дані установки осушення повітря

Тип установки	УОВБ 40-100
Тип блоку осушення	БОВ 40-100
Тип блоку підготовки	БП 40-100
Продуктивність, м ³ /год	40...100
Робочий тиск, МПа	0,4...0,8
Тривалість половини циклу, хв	10
Кількість повітря на регенерацію у разі стабільного режиму роботи	1/5 від об'єму повітря, що надходить на осушення
Робоча температура повітря на вході в блок осушення, °С	до 25
Споживана потужність, кВт, не більше	0,5
Частота струму, Гц	50
Напруга, В	220
Адсорбент у блоці осушення – силікагель КСМГ-6, кг, не більше	40
Ступінь очищення стисненого повітря	3 кл
Точка роси осушеного повітря, °С, не вище	мінус 40
Робоча температура повітря в блоці підготовки, °С: на вході до на виході до	60 25
Температура охолоджувального середовища на вході, °С до	20
Витрата охолоджувального середовища, м ³ /год	0,27
Адсорбент у блоці підготовки – вугілля активоване СКТ-2, кг, не більше	21
Маса блоку підготовки без адсорбенту, кг, не більше	600
Маса блоку осушення без адсорбенту, кг, не більш	460
Габарити блоку підготовки, мм, не більше: довжина ширина висота	1520 920 2330
Габарити блоку осушення, мм, не більше: довжина ширина висота	1255 765 1600

Блок підготовки повітря БП-1 призначений для очищення стисненого повітря після компресорної установки К-2 від мастила і вологи, стабілізації тиску стисненого повітря і його накопичення.

По ходу повітря в блоці встановлені:

– повітрозбірник-сепаратор місткістю 0,5 м³, призначений для відділення

крапельної вологи і акумулювання повітря. На корпусі повітрязбірника-сепаратора встановлені манометр і запобіжний клапан. У нижній частині повітрязбірника-сепаратора є трубопровід із запірним пристроєм для викиду конденсату;

– теплообмінник, призначений для охолодження стисненого повітря до температури 20...40 °С.

Стиснене повітря подається в міжтрубний простір, охолоджувальне середовище – антифриз (вода) у трубний простір. Теплообмінник обладнаний штуцером із запірним пристроєм для викиду конденсату (води);

– вологомасловіддільник призначений для відділення води і масла від стисненого повітря. Нижня частина вологомасловіддільника обладнана конденсатовідвідником, що забезпечує автоматичний викид конденсату (вода, мастило) в продувальний бак Б–1;

– масляний фільтр, призначений для відділення масляної пари від стисненого повітря, являє собою посудину, заповнену активованим вугіллям, яке замінюється в разі втрати адсорбційної здатності.

Блок осушення повітря БОВ–1 призначений для осушення стисненого повітря і його очищення від пилу адсорбенту.

У блоці встановлені два почергово працюючих адсорбера, з'єднаних між собою трубопроводами з перемикальною арматурою, які являють собою посудини з встановленими всередині сітчастими фільтрами, що запобігають попаданню пилу адсорбенту в перемикальну арматуру. Як адсорбент застосовується силікагель, що засипається в адсорбер через його верхній люк.

Адсорбер працює циклічно. Тривалість циклу 20 хвилин. Протягом 10 хв відбувається осушення повітря в одному з адсорберів, в іншому – регенерація адсорбенту. Після цього відбувається перемикання адсорберів, тобто перший перемикається на регенерацію, другий – на осушення. Під час осушення повітря проходить крізь адсорбент знизу догори, під час регенерації – згори донизу. Тиск повітря регенерації 0,05...0,1 атм.

Подача повітря на регенерацію здійснюється вентилем. Кількість повітря на регенерацію визначається газовим лічильником.

У блоці встановлені фільтр пилу призначений для очищення повітря від пилу адсорбенту і являє собою посудину з встановленим всередині керамічним фільтр-патроном. Регенерація фільтру виконується автоматично повітрям, що після цього викидається в атмосферу.

Повітрязбірник призначений для акумуляції стисненого сухого повітря, що в момент викиду повітря з фільтру пилу дозволяє уникнути коливань тиску в пневмережі.

Блок осушення газу працює в автоматичному режимі, керування яким здійснюється в такій послідовності. Повітря, підготовлене до осушення, після блоку підготовки повітря БП–1 надходить на клапан запірний повітряний КВЗ–4 і на електромагнітний керувальний розподільник 2 блоку осушення повітря БОВ–1. Залежно від того, на яку з мембран клапана пневматичного діє керувальний розподільник 2, повітря подається в адсорбер А1 або А2, де відбувається його осушення.

Осушене повітря через клапан повітряний зворотний КВО–4, клапан запірний триходовий КВЗ–3, фільтр пилу і повітрязбірник надходить у пневмережу. Частина повітря після його осушення спрямовується через відкритий ручний вентиль 1 на клапан КВО–4, що пропускає його (повітря) на регенерацію адсорбенту в адсорберах А1 або А2.

Повітря регенерації проходить через адсорбер згори донизу і далі через клапан КВЗ–4, електромагнітні вентиля 3 і 4 та газовий лічильник викидається в атмосферу.

Викид повітря регенерації в початковий момент (10...30 с) здійснюється через електромагнітний клапан 3, який після цього закривається. Після закриття

електромагнітного клапана 3 відкривається електромагнітний клапан 4. Перемикання адсорберів з осушення на регенерацію і з регенерації на осушення виконується кожні 10 хв.

Керування процесом перемикання адсорберів виконується розподільником 2. Під час перемикання адсорберів електромагнітні клапани 3 і 4 закриті. Якщо в момент перемикання адсорберів є перепад тиску на фільтрі пилу, то відбувається його скидання в атмосферу.

Керування процесом продування фільтру здійснюється клапаном КВЗ–3, на який діє розподільник 5. Перемикання адсорберів, їхня регенерація, викид повітря регенерації, вирівнювання тиску в адсорберах, продування фільтру пилу реалізується електричною схемою системи автоматичне керування роботою блоку осушення, основними елементами якої є реле часу.

Пуск у роботу блоку осушення здійснюється встановленням пакетного вимикача, розташованого на пульті керування, у положення "включено". Крім того, на пульті керування розміщені індикаторні лампи наявності напруги і стану адсорберів (осушення, регенерація), технічні манометри для вимірювання тиску повітря на вході та виході з блоку і в кожному адсорбері, електро-контактний манометр, призначений для подачі сигналу на перемикання розподільника 5 у разі падіння тиску повітря в фільтрі пилу до нуля.

Пуск у роботу блоку осушення має виконуватись за наявності робочого тиску повітря в повітрозбірнику В–1. Охолодження повітря в апаратах установки осушення повітря виконується антифризом (водою) із системи охолодження газових компресорних установок АГНКС. Нагрітий антифриз (вода) після установки осушення повітря повертається до посудини Е–4а.

2.3.2. АГНКС–500 з компресорами 4HR3KN-200/210-5-249WLK (ФРН)

Загальний вигляд машинного залу АГНКС–500 з компресорами 4HR3KN–200/210–5–249WLK подано на рис. 2.21, а технологічна схема – на рис. 2.22.



**Рис. 2.21. Загальний вигляд машинного залу АГНКС–500
4HR3KN–200/210–5–249WLK**

Розглянемо технологічний процес роботи АГНКС-500 з компресорами 4HR3KN–200/210–5–249WLK [70].

Природний газ із зовнішнього газопроводу під тиском 0,3...0,5 МПа надходить на АГНКС через вхідний вентиль 18, після цього через вимірюваний вузол витрати газу FE, первинний сепаратор С–1 і фільтр газовий Ф–1, де відбувається його очищення від механічних домішок і крапельної вологи, подається на всмоктування компресорних установок К–1.1 і К–1.2 типу 4HR3KN–200/210–5–249WLK.

На всмоктувальному газопроводі кожної компресорної установки встановлений фільтр конструкції інституту «ПівденНДІпрогаз».

Охолодження компресорних установок здійснюється антифризом, що циркулює в замкнутому контурі. Нагрітий в компресорних установках антифриз надходить на охолодження в повітряні охолоджувачі антифризу.

Охолоджений антифриз надходить в посудину антифризу, звідки насосом Н–1 подається на охолодження компресорних установок.

Продування волого-масловіддільників (сепараторів) компресорних установок виконується автоматично за допомогою електроприводних регулювальних вентилів у конденсатозбірник, звідки конденсат автоматично викидається в атмосферну посудину Е–3, а газ спрямовується на всмоктування компресорних установок.

Газ, стиснений компресорними установками до тиску 24,4 МПа за температури 40 °С надходить на установку осушення газу типу БКУО–4,0/25, основними елементами якої є адсорбери А–1 і А–2, які працюють по чергово (один знаходиться в режимі осушення газу, другий – у регенерації адсорбенту) [70].

Як адсорбент використовується цеоліт NaA. У разі підвищення точки роси осушеного газу до мінус 30 °С (у результаті насичення адсорбенту вологою) виконується переключення адсорберів.

Виведений з робочого циклу адсорбер піддається регенерації шляхом обробки його адсорбенту осушеним гарячим газом, нагрітим в електро-підігрівнику газу А10 (А11), з наступним охолодженням адсорбенту тим же потоком газу після відключення електропідігрівника.

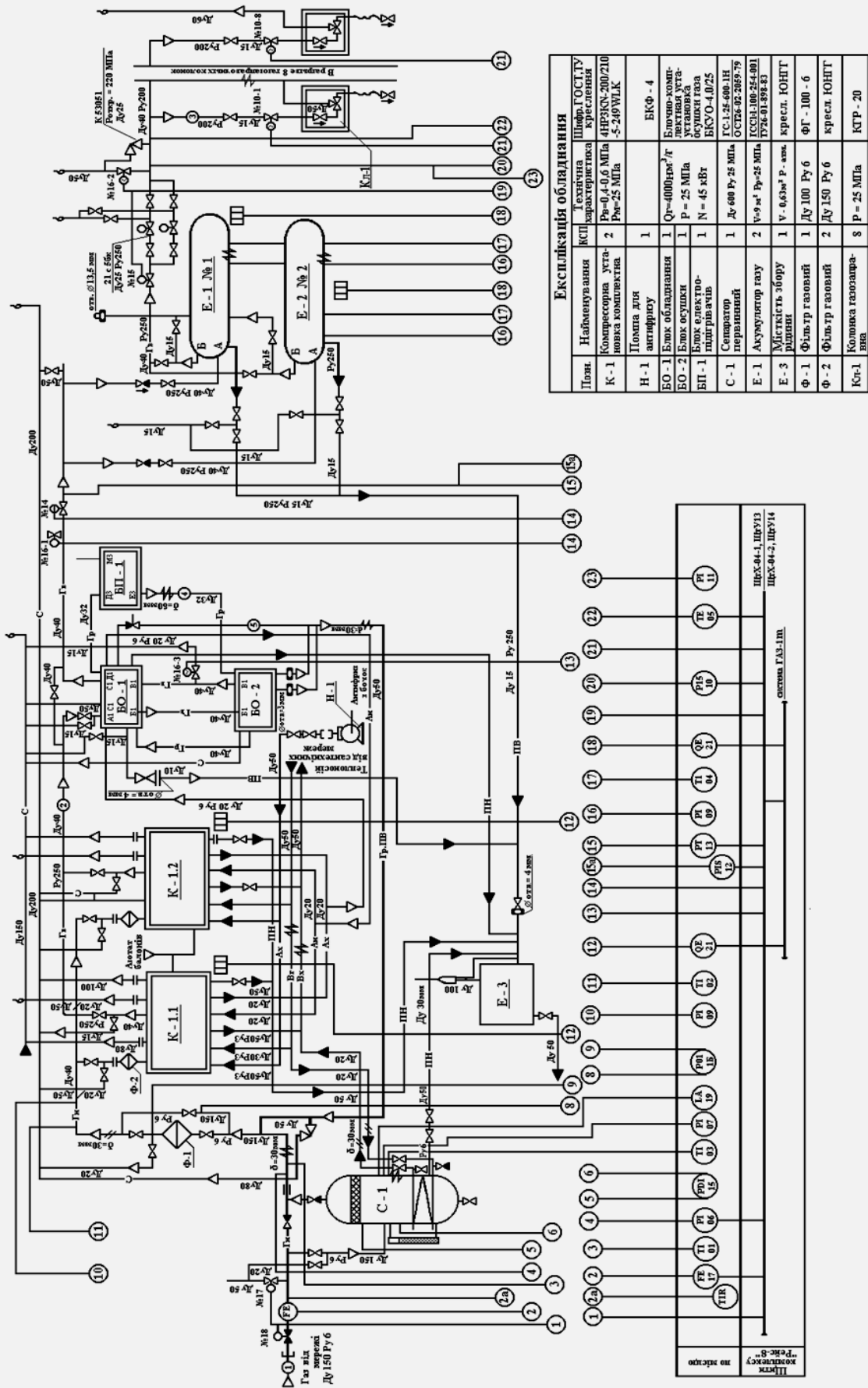
Осушений і очищений від пилу адсорбенту в фільтрах А3 (А4) газ тиском 24,4 МПа і температурою 40...45 °С подається в акумулятори Е–1 № 1 і № 2. Тиск газу в акумуляторах, які мають геометричний об'єм 9 м³ кожний, регулюється і підтримується автоматично за допомогою відповідної зміни кількості працюючих компресорних установок.

Регенерація адсорбенту здійснюється осушеним і нагрітим до 350°С газом, що відбирається після адсорберів. Газ регенерації, охолоджений у теплообміннику А7 до температури 45...50 °С спрямовується на всмоктування компресорних установок. Продування вологомасловіддільників установки осушення газу виконується шляхом відкриття (закриття) електроприводних редукувальних вентилів ВП-101, ВП-102 і ВП-103.

Газ з акумуляторів через електроприводний вентиль 10 спрямовується на газозаправну колонку Кл–1 і після цього шлангом високого тиску спрямовується на заправлення газобалонної установки автомобіля.

Виходячи з названих вище технологічних операцій з отримання стисненого природного газу і заправлення його у газобалонні установки автомобіля, технологічна лінія газу поділена на:

- лінію всмоктування компресорних установок;
- систему компримування природного газу;
- систему осушення природного газу;
- акумуляцію і зберігання стисненого газу;
- систему заправлення автомобілів стисненим природним газом.



Експлікація обладнання			
Позн.	Найменування	КСП	Технічна характеристика креслення
К-1	Компресорна установка комплекта	2	Рв-0,4-0,6 МПа Рнв-25 МПа
Н-1	Помпа для агніфору	1	БКФ - 4
ВО-1	Блок обладнання	1	Оу=4000кг/г
ВО-2	Блок осушки	1	Р = 25 МПа
БП-1	Блок електропідсилення	1	N = 45 кВт БКСО-4,0/25
С-1	Сепаратор	1	Дв-600 Ру-25 МПа ОСТБ-02-2095-79
Е-1	Акумулятор газу	2	V=9 м³ Ру-25 МПа КСН.100-24-4-001 Ру-26-01-898-83
Е-3	Місткість збору рідини	1	V = 0,63 м³ Р. ам. кресл. ЮННТ
Ф-1	Фільтр газовий	1	Ду 100 Ру 6
Ф-2	Фільтр газовий	2	Ду 150 Ру 6
Кот-1	Котловка газозаправна	8	р = 25 МПа КГР - 20

Рис. 2.22. Технологічна схема АГНКС-500 з компресорами

Лінію всмоктування компресорних установок складає та частина технологічної лінії, що розташована між точкою приєднання газопроводу АГНКС до зовнішнього газопроводу і колектором усмоктування компресорів.

Газ під тиском 0,3...0,5 МПа, що надходить на АГНКС із зовнішнього газопроводу, проходить через вузол вимірювання витрати газу ФЕ, сітчастий сепаратор газу С-1, фільтр газовий Ф-1 і через газопровід Гн, на якому встановлений запобіжний клапан СПКЧ-16, спрямовується на всмоктування компресорних установок К-1.1 і К-1.2.

На лінії всмоктування компресорних установок встановлені [70]:

– засувки з електроприводом 18 і 17 типу 30с941нж і 30с41нж, призначені відповідно для припинення подачі газу на АГНКС і скидання газу в атмосферу (у разі закриття засувки 18 автоматично відкривається засувка 17).

Керування засувками здійснюється по місцю і з щита керування ЩтУ-14, встановленого в пультовій;

– три ручні засувки типу 30с41нж в обв'язці сепаратора газу С-1;
– три ручні засувки типу 30с41нж в обв'язці газового фільтра Ф-1;
– термометри технічні типу ТТП2.1-1-160-103 зі шкалою -30...+50 °С призначені для вимірювання температури газу на вході АГНКС на газопроводі Гн і в сепараторі первинному С-1;

– манометр показовий електроконтактний у вибухозахищеному виконанні типу ВЕ-16рб зі шкалою 0...10 кгс/см² (0...0,1 МПа), призначений для вимірювання тиску газу на вході АГНКС і для передачі інформації на ЩтУ-14;

– манометри показові загальнопромислового призначення типу МТП 160х10 зі шкалою 0...10 кгс/см² (0...0,1 МПа), призначені для вимірювання тиску газу в сепараторі первинному С-1 і в газопроводі Гн;

– термометр манометричний самописний газовий типу ТГС-712 з межами вимірювання від -50 до +50 °С;

– турбінний витратомір «Турбоквант» (виробництво Угорщина), призначений для обліку витрати газу на АГНКС;

– запобіжний пружинний клапан типу 17с13нж з пружиною № 106, призначений для скидання газу в атмосферу за тиску газу в газопроводі Гн більше 0,53 МПа;

– дифманометр типу ДСП-71, призначений для вимірювання перепаду тиску на фільтрі газовому Ф-1 (допустимий перепад 0,05 МПа);

– всмоктувальний колектор компресорних установок Ду150, на якому встановлені: манометр загальнопромислового призначення типу МТП160х10 зі шкалою 0...10 кгс/см² (0...0,1 МПа) і продувальний газопровід з засувкою типу 30с41нж.

– сепаратор газу сітчастий типу ГС1-2,5-600-1-И, призначений для відділення від потоку газу твердих часток і часток рідини. Накопичування рідини відбувається в нижній частині сепаратора, звідки вона (рідина) через ручні засувки типу 31с41нж Ду50, Ру1,6 скидається в посудину Е-3.

Нижня частина (днище) сепаратора обвита теплосупутником або стрічковим електронагрівним елементом у вибухозахищеному виконанні типу ЕНГЛВ-180. Сепаратор обладнаний дренажним штуцером Ду50, який також піддається нагріванню, і водомірним склом.

На сепараторі газу встановлені: датчик рівня рідини ДУЖЕ-200М1212 (камера установки датчика на сепараторі обладнана теплосупутником або електронагрівниками), призначений для подачі сигналу в систему запобіжної сигналізації (звуковий і світловий) комплексу «Рейс-2» у разі підвищення рівня рідини в сепараторі понад 850 мм і дифманометр типу ДСП-71, призначений для вимірювання перепаду тиску на сепараторі та для подачі сигналу в систему запобіжної (звукової та світлової) сигналізації комплексу «Рейс-2».

Компримування природного газу компресорною установкою здійснюється двома паралельно встановленими компресорними установками К1.1 та К1.2 типу 4HR3KN–200/210–5–249WLK виробництва Німеччини.

Технічні дані поршневого компресора 4HR3KN–200/210–5–249WLK подано в табл. 2.9 [70].

Таблиця 2.9. Технічні дані поршневого компресора 4HR3KN-200/210-5-249WLK

Принцип дії	перший і другий ступені – подвійної дії, дисковий поршень; третій і четвертий ступені – простої дії, ступінчастий поршень
Розміщення циліндрів	кутова конструкція, перший і другий ступені – вертикальні, третій і четвертий ступені – горизонтальні
Кількість кривошипів	3
Внутрішній діаметр циліндра:	
перший ступінь	210 мм
другий ступінь	140 мм
третій ступінь	130 мм
четвертий ступінь	65 мм
Хід поршня	200 мм
Число обертів	490 хв ⁻¹
Об'ємна витрата	1070...740 м ³ /год ± 7%
Об'ємна витрата в напірному патрубку в умовах усмоктування за температури 15 °С	29 м ³ /хв ± 7%
Тиск у всмоктувальному патрубку	0,3...0,5 МПа (надлишковий)
Температура всмоктування	від -15 до +15 °С
Тиск у напірному патрубку	24,5 МПа (надлишковий)
Гранично допустимий робочий тиск	27 МПа (надлишковий)
Привідна потужність	295 кВт
Керування	шліцьові пластинчасті клапани вільного ходу
Регулювання	відведення (байпас) від четвертого до першого ступеня
Кількість поршневих кілець на кожний циліндр:	
перший ступінь	4 ущільнювальні кільця
другий ступінь	6 ущільнювальних кілець
третій ступінь	12 ущільнювальних кілець
четвертий ступінь	18 ущільнювальних кілець
Оснащення клапанами:	
Перший ступінь циліндра	2 усмоктувальні клапани номінального діаметру 112 мм 2 напірні клапани номінального діаметру 112 мм
Другий ступінь циліндра	2 усмоктувальні клапани номінального діаметру 80 мм 2 напірні клапани номінального діаметру 80 мм
Третій ступінь циліндра	1 клапан усмоктувальний номінального діаметру 63 мм 1 напірний клапан номінального діаметру 63 мм
Четвертий ступінь циліндра	1 клапан усмоктувальний номінального діаметру 45 мм 1 напірний клапан номінального діаметру 45 мм
Змащування привідного механізму	циркуляційне примусове змащування з індивідуальним приводом від електродвигуна

Змащування циліндрів	масляний змащувальний насос для 1–4 ступенів
Охолодження	замкнений контур охолоджувальної води для циліндрів і холодильників з відцентровим насосом і теплообмінником для охолодження охолоджувального середовища: від 1 до 4 ступенів – холодильник типу «труба в трубі»
Потреба в охолоджувальному середовищі	приблизно 44 м ³ /год. за температури 40 °С на вході та нагріві 5 К
Об'єм масла в системі змащування привідного механізму	максимально 300 л
Привод	двигун трифазного струму 320 кВт стандартного виконання, ротор змонтований на колінчатому валу
Маса	компресор, включаючи апаратну частину, без приводного двигуна приблизно 22800 кг

Газ після кожного ступеня стискання спрямовується послідовно в буферну посудину, холодильник, волого-масловіддільник. Максимальна температура кожного ступеня нагнітання не повинна перевищувати 160 °С.

Тиск газу у напірному патрубку і температура з боку всмоктування та нагнітання в ступенях компресорної установки подано в табл. 2.10.

Таблиця 2.10. Тиск газу у напірному патрубку і температура з боку всмоктування та нагнітання в ступенях компресора 4HR3KN-200/210-5-249WLK

Циліндр		Надлишковий тиск у напірному патрубку у разі тиску на вході		Температура з боку всмоктування, °С	Температура з боку нагнітання, °С
		0,3МПа	0,5МПа		
Перший ступінь	МПа	1,2	1,8	15	92
	кгс/см ²	12	18		
Другий ступінь	МПа	3,4	5,1	50	141
	кгс/см ²	34,5	52		
Третій ступінь	МПа	9,6	14,5	50	140,5
	кгс/см ²	98,5	148		
Четвертий ступінь	МПа	24,4	24,4	50	140 102
	кгс/см ²	249	249		

Після кінцевого охолодження і очищення від масла і вологи газ спрямовується в нагнітальний газопровід Гв, загальний для компресорних установок.

Компресорна установка складається з:

- чотириступеневого поршневого компресора в кутовому виконанні з проміжними і кінцевими холодильниками, волого-масловіддільниками (сепараторами), буферними посудинами, конденсатозбірником і з'єднувальними трубопроводами;
- електродвигуна типу 1M5710, ротор якого встановлюється на колінчатий вал компресора;
- замкнутого контуру антифризу, призначеного для охолодження газу після кожного ступеня стискання і для охолодження мастила в системі змащування механізму руху, до складу якого входять: насос антифризу, посудина антифризу і з'єднувальні трубопроводи;

- холодильної установки, призначеної для охолодження антифризу;
- замкнутого контуру води для нагрівання мастила системи змащування компресора;
- дев'яти запірних вентилів з електроприводом, встановлених на трубопроводах, які є виконавчими механізмами системи автоматики компресорної установки;
- контрольно-вимірювальних приладів, необхідних для вимірювання, індикації, утворення сигналів і контролю робочих параметрів;
- пристрою автоматичного керування, за який використовується мікроелектронна система керування типу PS 2000;
- системи селективного керування для автоматичної взаємодії двох компресорних установок;
- низьковольтного розподільного пристрою, що складається з чотирьох панелей (введення живлення, живлення електродвигуна, керування допоміжними приводами, відхідних фідерів для приладів і запобіжних фідерів);
- системи змащування механізму руху компресора;
- системи змащування циліндрів і ущільнень поршневих штоків компресора.

Крім того, кожна компресорна установка оснащена [70]:

- скидними пружинними клапанами, встановленими на всмоктуванні першого ступеня і нагнітальних трубопроводах всіх ступенів стискання;
- зворотним клапаном, встановленим на нагнітальному трубопроводі четвертого ступеня стискання;
- штуцером із запірним вентиляем, призначеним для подачі інертного газу на продування компресорної установки;
- стійкою для контрольно-вимірювальних приладів з шафою керування компресорною установкою.

Кожна компресорна установка обладнана системою автоматичного керування, що забезпечує:

- автоматичний пуск і зупинку компресорної установки;
- регулювання холостого ходу;
- автоматичне продування волого-масловіддільників.

Система керування забезпечує зупинку електродвигуна компресорної установки у разі:

- падіння тиску газу на вході в компресорну установку нижче допустимої величини;
- підвищення тиску газу вище заданої величини після кожного ступеня стискання;
- підвищення температури газу вище заданої величини після кожного ступеня стискання;
- падіння тиску мастила після масляного фільтра нижче заданої величини (система змащування механізму руху);
- падіння витрати охолоджувального антифризу нижче заданої величини;
- коротких замикань і пошкоджень у системі електроприводу і керування.

Відключення електродвигуна компресорної установки супроводжується звуковим і світловим сигналами на стійці КВП і в операторній.

Ручне і автоматичне продування волого-масловіддільників виконується в конденсатозбірник компресорної установки, звідки конденсат періодично скидається в посудину Е-3 (об'єм посудини 0,63 м³, тиск – атмосферний), а газ на всмоктування компресорної установки. Викид конденсату з посудини Е-3 виконується періодично, у міру наповнення конденсату, у дренажну посудину через ручний вентиль Ду50 типу 15кг18П.

З боку всмоктування на трубопроводах нагнітання від першого до четвертого ступенів встановлені скидні пружинні клапани, необхідні для захисту компресорної установки від недопустимого надлишкового тиску. Тиск спрацьовування позначено на корпусі клапану і має відповідати вимогам ДНАОП 0.00-1.14.

Технологічна система охолодження циліндрів компресорної установки подана на рис. 2.23.

Охолодження циліндрів компресорної установки, міжступеневе і кінцеве охолодження газу, а також охолодження газу регенерації на установці осушення газу і охолодження масла в системі змащування механізму руху компресорної установки виконується антифризом марки 40 або водою з антифризом у необхідній пропорції, що циркулює замкненим контуром, який, у свою чергу, охолоджується в холодильній установці з повітряним охолодженням типу 2x32xB2B280x22x16.

Система охолодження (див. рис. 2.24) складається з:

- резервуару антифризу циліндричної форми, об'ємом $4,5 \text{ м}^3$, який знаходиться під атмосферним тиском, встановленого в приміщенні компресорного відділення й обладнаного показчиком мінімального рівня;

- помпи антифризу, марки С А-65/2/16-200 або марки 65/160-00.2, встановленої нижче відмітки установки резервуару антифризу, що забезпечує циркуляцію антифризу в системі;

- холодильників газу, виконаних у вигляді теплообмінників типу «труба в трубі» (див. рис. 2.25) і розміщених у компресорному відділенні, для забезпечення охолодження газу застосовується принцип протитечії. Охолоджений антифриз у найнижчій точці холодильника входить у зовнішню трубу, а в найвищій точці виходить з неї.

Газ у найвищій точці холодильника подається у внутрішню трубу, а в найнижчій точці виходить з неї. Кожний ступінь стискання компресорної установки має свій холодильник (секцію охолодження), у тому перші три ступеня стискання – дві секції, а четвертий – одну секцію. Потік охолодженого антифризу до холодильників регулюється за допомогою запірних вентилів Ду80, встановлених перед кожним холодильником. Крім того, на вході та виході води з холодильника розміщені промивальні (продувальні) штуцери для чищення (продування) водяних порожнин холодильника;

- холодильника масла (система змащування механізму руху компресорної установки) типу 512.04061/225-40/40 AEL360 у горизонтальному виконанні. Для оборотного охолодження змащувального масла використовується як принцип протитечії, так а принцип прямо течії.

Всередині масляного холодильника знаходяться пучки труб, через які проходить охолоджений антифриз. У найнижчому місці антифриз входить у холодильник і проходить через нього за принципом прямо течії зі змащувальним маслом, після цього антифриз спрямовується в зворотний бік, тобто змащувальне масло охолоджується за принципом протитечії. Після цього антифриз виходить з холодильника масла в найвищій його точці;

- двох холодильних установок типу 2x32x3280x22x16, поверхнею нагрівання 410 м^2 кожна і робочим тиском до 0,6 МПа. Холодильні установки розміщені ззовні компресорного відділення;

- холодильника типу КК1552. 02.130 і теплообмінника типу КК 3318.000 (установка осушення газу);

- трубопроводів антифризу, призначених для його підведення до точок, що охолоджуються, і апаратів компресорної установки, та відведення від них. На трубопроводах встановлені вентиля з чавуну виконання В.

Змінна витрата повітря необхідна для регулювання температури в теплообмінниках антифризу, що охолоджується і забезпечується шляхом зміни положення

робочих лопатей осьового вентилятора (температура антифризу 40°C на виході з холодильної установки, тиск не більше 0,4 МПа).

На трубопроводах антифризу встановлені:

- запірний вентиль Ду80, встановлений на всмоктувальному і нагнітальному трубопроводах помпи антифризу;

- запірні вентилі Ду25 – на підвідних трубопроводах до циліндрів I і II ступенів стискування компресорної установки;
- запірний вентиль Ду25 – на підвідному трубопроводі до циліндрів III і IV ступенів стискування компресорної установки;
- запірні вентилі Ду80 – на підвідних трубопроводах до холодильників типу «труба в трубі» компресорної установки;
- запірний вентиль Ду80 – на вході в холодильну установку;
- запірні вентилі Ду100 – на виході з холодильної установки і на вході в резервуар антифризу;
- запірний вентиль Ду32 – на трубопроводі продування системи охолодження;
- запірні вентилі Ду80 і Ду65 – для випорожнення системи охолодження;
- вентилі Ду20 в обв'язці холодильника і теплообмінника установки осушення газу;
- манометр типу 1/БМ20/2 – для вимірювання тиску антифризу на нагнітальному трубопроводі помпи:
- вентиль Ду32 – на установці осушення газу (установлюється на місці; на схемі не показаний);
- термометр опору тип 353 Д, III;
- реле витрати антифризу, яке контролює протікання антифризу через контур охолодження.

Ручне керування насосом антифризу здійснюється на місці її встановлення (з шафи керування компресорної установки) шляхом натискання відповідних кнопок керування («пуск», «останов.»).

Ручне керування вентиляторами холодильної установки здійснюється за місцем її встановлення (зовні компресорного відділення) шляхом натискання відповідних кнопок керування («пуск», «останов.»).

Крім того, ручне керування механізмом положення «кута атаки» лопатей вентилятора холодильної установки також здійснюється за місцем її встановлення шляхом натискання відповідних кнопок керування («увелич.», «уменьш.»).

Автоматичне керування насосом антифризу і холодильною установкою (вентиляторами і механізмом положення їхніх лопатей) здійснюється з пульту керування компресорної установки.

Охолодження антифризу після компресорної установки і апаратів установки осушення газу виконується таким чином.

Початкове положення обладнання і арматури під час роботи системи охолодження:

- резервуар заповнений антифризом;
- насос антифризу знаходиться в роботі;
- всі запірні вентилі – відкриті, за винятком повітряного вентиля Ду32, вентиля Ду100, встановленого на «байпасі» резервуару, і вентиля Ду65, встановленого на трубопроводі випорожнення системи, які закриті;
- КВП знаходяться в робочому стані;
- холодильна установка – у роботі.

Нагрітий антифриз після охолодження циліндрів газу в холодильниках газу, масла в холодильнику масла системи змащування механізму руху і газу в апаратах установки осушення газу через трубопровід Ду80 надходить на холодильну установку, де відбувається його охолодження.

Далі охолоджений антифриз надходить у резервуар, звідки забирається працюючим насосом і через трубопровід Ду30 спрямовується на: охолодження газу в холодильниках газу, масла – у холодильнику масла системи змащування механізму руху, циліндрів і газу – в апаратах установки осушення газу.

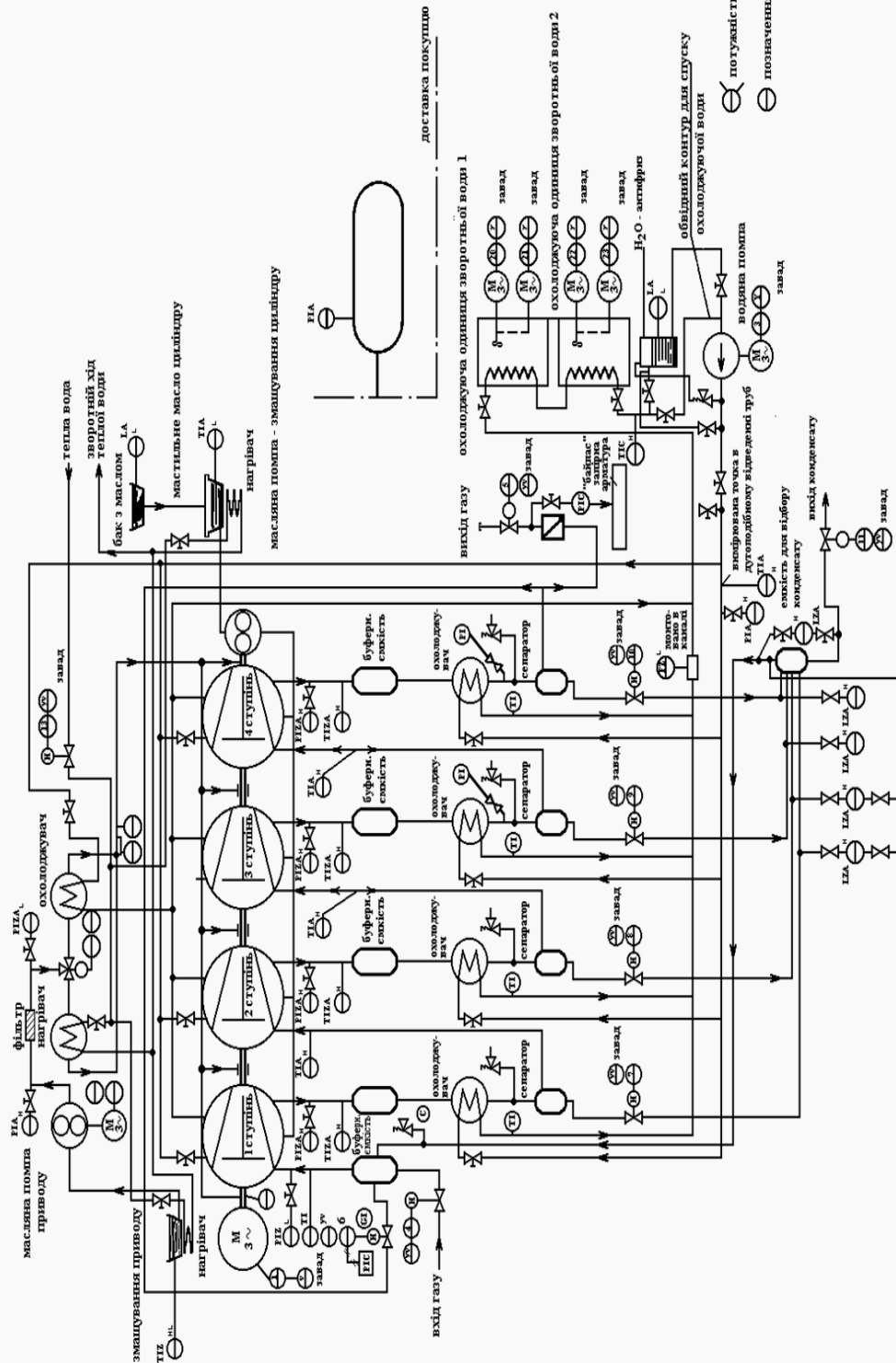


Рис. 2.23. Технологічна схема системи охолодження механізму руху компресорної установки

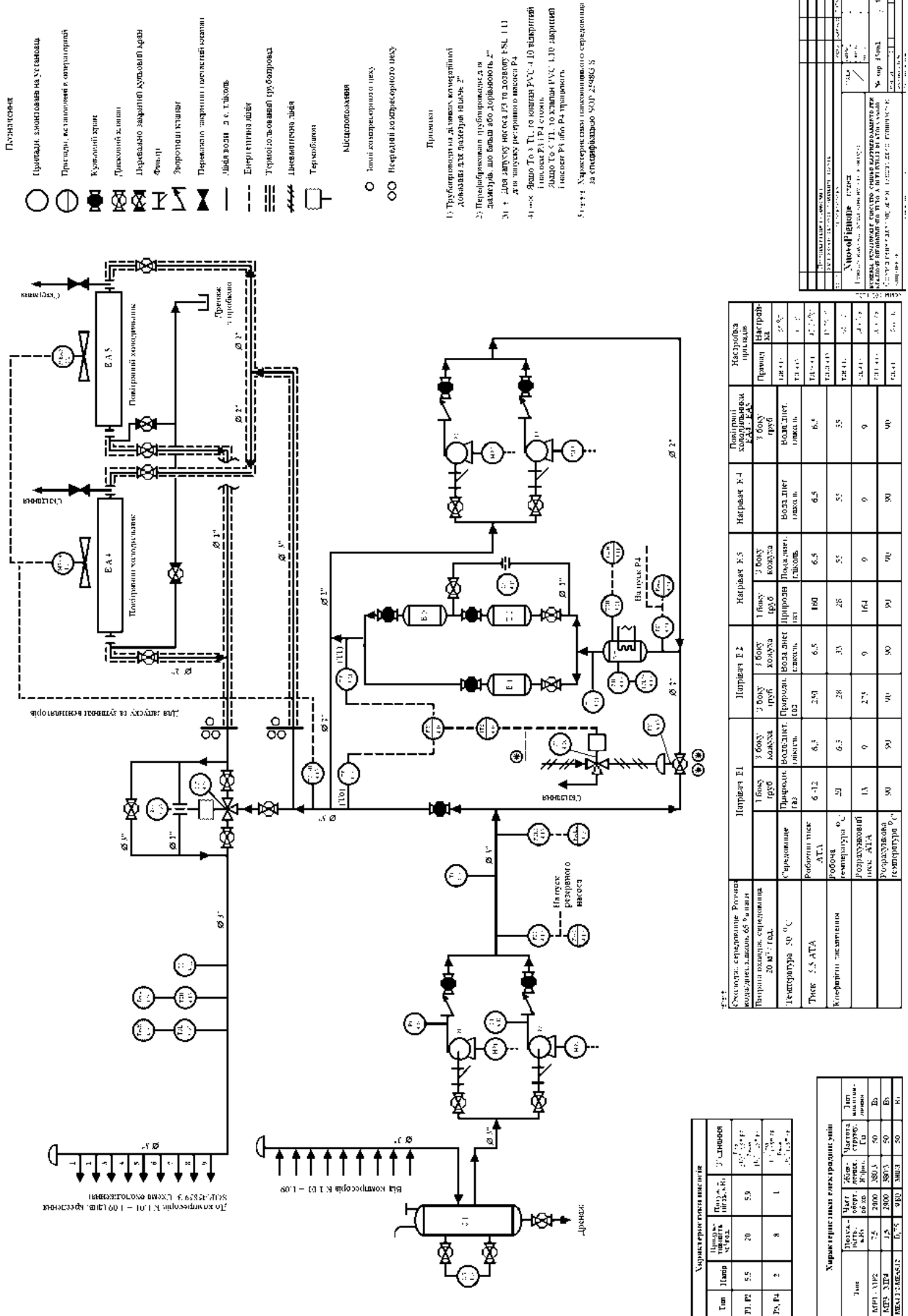


Рис. 2.24. Функціональна схема замкнутого контуру охолодження

Характеристика насосів		Потужність, кВт	3-х фазний
Тип	Потужність, кВт	20	5,9
РП, Р3	2	8	1

Характеристики насосів електричних уніт			
Тип	Потужність, кВт	20	5,9
МРП, МР2	25	2000	380 В
МР2, МР4	15	2000	380 В
МР4, МР6, МР8	15, 20, 30	380 В	50

Напісний Е1		Напісний Е2		Напісний Е3		Напісний Е4		Напісний Е5		Напісний Е6	
1 блок	3 блок	1 блок	3 блок	1 блок	3 блок	1 блок	3 блок	1 блок	3 блок	1 блок	3 блок
Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання	Водопостачання
6,3	6,3	2,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
20	28	33	28	33	28	33	28	33	28	33	28
13	0	2,5	0	164	0	0	0	0	0	0	0
90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

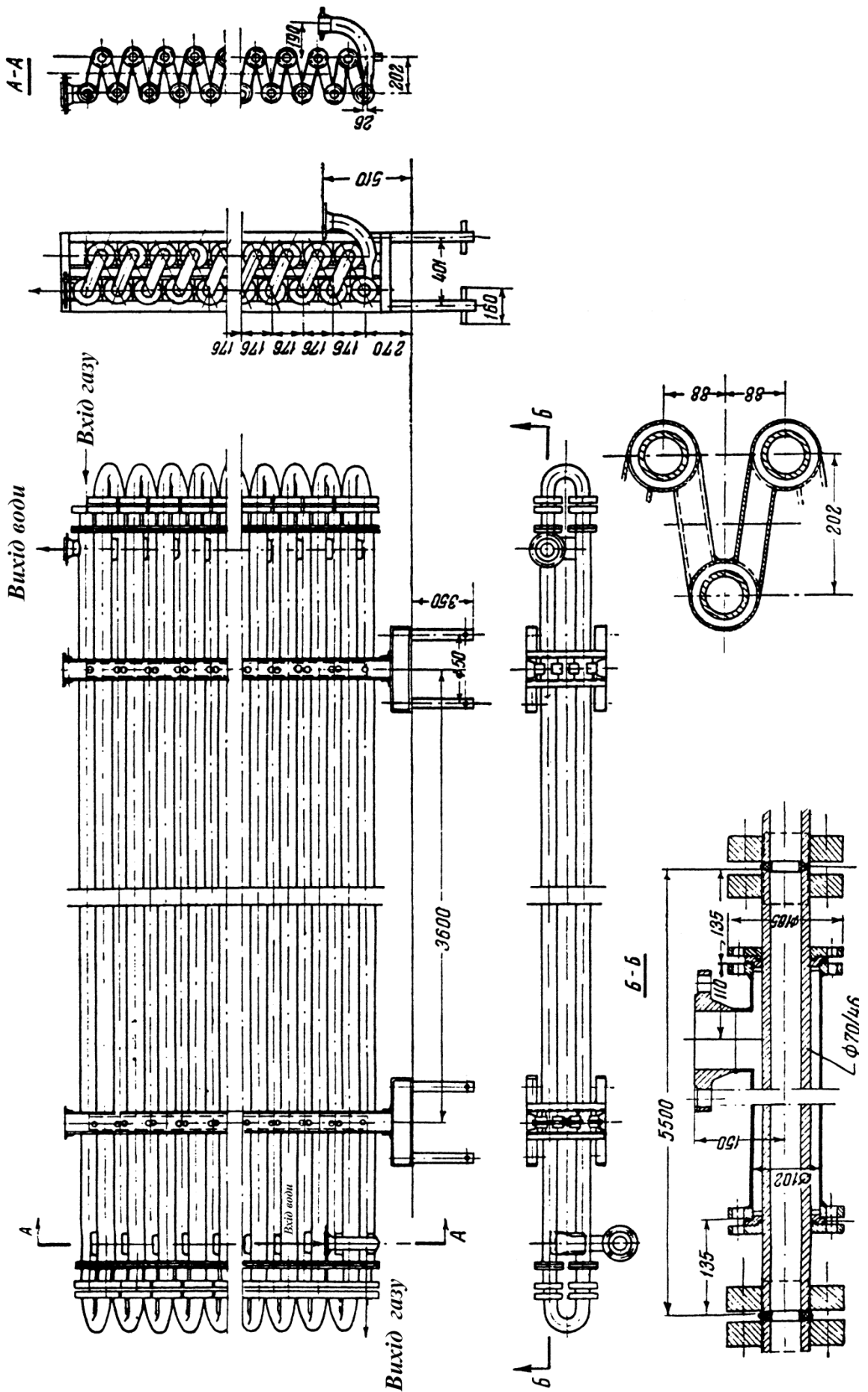


Рис. 2.25. Технологічна схема системи охолодження механізму руху компресорної установки

Скидання антифризу з системи охолодження, необхідне для проведення ремонтних робіт, виконується з відключеною компресорною установкою, шляхом перекачування його (антифризу) в резервуар.

Для цього необхідно: вимкнути помпу антифризу, закрити вентиль Ду100 на трубопроводі подачі антифризу, закрити вентиль Ду100 на трубопроводі подачі антифризу в резервуар і вентиля Ду100 і Ду80 на всмоктувальному і нагнітальному трубопроводах помпи, відкрити вентиля Ду80 і Ду65 на обвідних трубопроводах і вентиль Ду32 на продувальному (повітряному) трубопроводі, після чого виконується пуск помпи антифризу.

У разі тиску антифризу менше 0,02 МПа, що визначається манометром, встановленим на нагнітальному трубопроводі Ду80 помпи, виконується продування холодильників газу компресорної установки шляхом викручування продувальних гвинтів, встановлених на виході антифризу з холодильників газу.

Після закінчення продування холодильників газу виконується 15-хвилинне продування теплообмінників холодної установки шляхом викручування їхніх продувальних гвинтів. Після 10-хвилинного продування теплообмінників вимикається насос антифризу. Операції з продування холодильників газу і теплообмінників холодної установки мають бути повторені три рази.

Контроль рівня антифризу в резервуарі здійснюється за показником рівня (висота рівня в 1 см відповідає 25 літрам антифризу). Крім того, на трубопроводі подачі антифризу в масляний холодильник (найбільш низька точка системи охолодження) встановлений вентиль для зливання антифризу, що залишився. Заповнення резервуару антифризом виконується з бочок через трубопровід Ду50.

Автоматичне регулювання температури антифризу здійснюється мікроелектронною системою PS2000 за сигналом приладу вимірювання температури, встановленого на трубопроводі після холодної установки. У разі підвищення температури антифризу вище заданої (38...40 °С) включається в роботу другий вентилятор холодної установки і, якщо температура не досягне заданої величини, то збільшується подача повітря на охолодження антифризу за рахунок зміни положення (кута атаки) лопатей вентиляторів.

Контур води для обігріву компресорної установки є замкнутою системою і призначений для нагрівання масла в системах змащування механізму руху і циліндрів.

Контур води для обігріву компресорної установки складається з:

- бака нагрівальної води прямокутної форми об'ємом близько 1,5 м³, обладнаного шістьма трубчастими електронагрівниками типу ТЕН 140 В16/3,5 Р220, показником мінімального рівня, запобіжним клапаном Ру1,6, Ду25, типу 17Г3бр1, термометром технічним типу У-5-1-240-441;

- двох відцентрових pomp (1 – резервна) типу К8/18, продуктивністю 8 м³/год і напором 40 м. Кожний насос обладнано обв'язувальними трубопроводами, на яких встановлені: вентиля Ду50, Ру1,6 типу 15кг19п2, зворотний клапан Ру1,6, Ду25, типу 16Г3бр, манометр загального призначення типу ОБМ1-100-10;

- трубопроводу холодної води для подачі її в нагрівальний бак, на якому встановлені вентиля запірні фланцеві Ду40, Ру1,6 типу 15кг19п2 і вентиль запірний з електромагнітним приводом Ру1,6, Ду25, типу 15кг688рСВМ, що забезпечує автоматичну подачу води у разі падіння її рівня нижче заданої величини;

- трубчастих нагрівників для нагрівання масла в змащувальній pompі високого тиску і в картері компресорної установки, а також для нагрівання мастила в підігрівнику мастила (будова підігрівника мастила аналогічна будові холодильника мастила,

- запірних вентилів виконання В, встановлених на підвідних трубопроводах гарячої води до трубчастих нагрівників і до підігрівника мастила.

Початкове положення обладнання і арматури контуру обігріву під час автоматичної роботи компресорної установки:

- бак заповнений водою;
- трубчасті електронагрівники (ТЕНи) знаходяться в роботі;
- вся запірна арматура – відкрита;
- насос знаходиться в роботі;
- КВП в робочому стані.

У разі підвищення температури мастила в картері більше 50 °С закривається електропривідний вентиль на трубопроводі подачі гарячої води і відключається насос подачі гарячої води. У разі пониження температури мастила до 20 °С відкривається електропривідний вентиль і включається насос гарячої води. При температурі води в баку нижче 70 °С включаються трубчасті електронагрівники (ТЕНи), а при температурі води 90 °С – вимикаються.

Система змащування компресорної установки призначена для примусового змащування поверхонь ковзання механізму руху, циліндрів і сальників поршневих штоків.

Як змащувальні засоби механізму руху, циліндрів і сальників поршневих штоків застосовуються мастила марки V 75 (постачання Німеччини) і марки K12 та ін. Механізм руху і циліндрова частина компресорної установки мають окремі циркуляційні контури змащування.

До циркуляційного контуру змащування механізму руху відносяться:

- шестеренчастий помповий агрегат, що забезпечує подачу масла в контур під тиском $0,2 \pm 0,05$ МПа;
- фільтр очищення масла, що припиняє фільтрацію у разі тиску масла перед ним 0,35 МПа;
- двоходовий регульовальний клапан, який забезпечує автоматичну подачу масла залежно від температури останнього або на підігрівник, або на холодильник;
- трубопроводи подачі масла до змащуваних елементів компресорної установки і трубопроводи між компонентами контуру;
- КВП, що забезпечують: вимір тиску масла до і після фільтра, вимір температури масла в картері компресорної установки після підігрівника (холодильника) масла, аварійну світлову і звукову сигналізацію на місцевій шафі керування і на пульті керування в «пультовій» та індикацію аварії на пульті керування, а також забезпечують переключення двоходового регулюючого крану і вимкнення компресорної установки у разі падіння тиску масла після фільтра нижче 0,05 МПа і при температурі масла нижче 20 °С.

Змащування циліндрів всіх ступенів, а також відповідних сальників поршневих штоків здійснюється за допомогою помпи високого тиску (лубрикатора), привід якого здійснюється через черв'ячну передачу від колінчатого валу компресорної установки.

Для забезпечення подачі масла в лубрикатор останній обладнаний маслобаком місткістю 10 літрів, рівень масла в якому контролюється поплавковим рівнеміром. Для забезпечення нижньої температурної межі масла 20 °С лубрикатор обладнаний трубчастим водонагрівником.

Масло в кількості 0...15 см³ подається лубрикатором на 12 точок, що змащуються і регулюється для кожної точки окремо пристроями, розташованими на лубрикаторі й обладнаними шкалами.

Наявність регульовальних пристроїв дозволяє змінювати подачу масла під час роботи компресорної установки.

КВП, встановлений в системі змащування циліндрів і сальників поршневих штоків, забезпечує: аварійну звукову і світлову сигналізацію на місцевій шафі керування і на пульті керування, а також розшифровування аварії на пульті керування у разі

падіння рівня масла в маслобаку нижче допустимого і у разі зниження температури масла нижче допустимої величини в лубрикаторі.

Контуру змащування механізму руху працює таким чином.

Помповий агрегат через фільтр, розташований на його всмоктувальному трубопроводі, всмоктує з картера компресорної установки змащувальне масло і через напірний трубопровід спрямовує його через фільтр на двоходовий регулювальний клапан, який, у свою чергу, спрямовує масло або у холодильник, або на нагрівник. Масло після одного з теплообмінників спрямовується через редукційний клапан на змащування деталей механізму руху (основні підшипники колінчатого валу, підшипники шатунів, болти крейцкопфів і т. д.) і після чого стікає в картер.

Ступінь забруднення фільтра визначається за перепадом тиску на ньому, що визначають манометри, встановлені до і після фільтра. Допустимий перепад тиску на фільтрі за умови працюючої компресорної установки не може перевищувати 0,12 МПа, а робочий тиск масла, що регулюється редукційним клапаном $0,2 \pm 0,05$ МПа.

Двоходовий регулювальний клапан спрямовує масло на один з тепло-обмінників у залежності від температури масла, що вимірюється перед редукційним клапаном. При тиску масла 0,35 МПа, що вимірюється перед фільтром, фільтрація масла автоматично припиняється і не фільтроване масло через перепускний вентиль, встановлений у тій же коробці, що і фільтр, надходить у контур змащування механізму руху. При цьому на місцевому щиті керування компресорної установки з'являється звуковий аварійний сигнал.

Газ після компресорних установок через газопровід Гв 40 спрямовується або на установку осушення газу БКУО–4,0/25, або через обвідний газопровід Ду40, минаючи установку осушення, у систему акумуляції та зберігання.

Установка осушення природного газу призначена для вилучення з природного газу, стисненого до 25,0 МПа, водяної пари шляхом адсорбційного осушення. Як адсорбент використовується цеоліт.

Установка осушення БКУО–4,0/25 складається з трьох блоків:

- блоку осушення, де відбувається осушення стисненого природного газу;
- блоку обладнання, де відбувається попереднє очищення осушуваного газу, відбір частини осушеного газу на регенерацію, нагрів і охолодження газу регенерації;
- блоку електропідігрівників, де відбувається нагрів газу для регенерації адсорбенту.

Систему акумуляції і зберігання стисненого природного газу складає та частина технологічної лінії, що розташована між запірними пристроями, встановленими на вході газу в акумулятори газу Е–1 № 1 і 2 та після регулятора тиску.

Усі приміщення виробничо-технологічного корпусу обладнані постійно діючою припливно-витяжною вентиляцією, що забезпечує трикратний повітрообмін за одну годину. Приплив повітря в приміщення АГНКС – механічний, здійснюваний вентиляційними системами П1–П4 в робочу зону повітророзподільними решітками типу «рр», направленими вертикально вниз.

Витяжка – природна здійснюється дефлекторами, що забезпечує викид 2/3 повітря, що видаляється з верхньої зони, і 1/3 – з нижньої зони. Окрім загальнообмінної вентиляції в приміщенні компресорного цеху і помпової додатково встановлені вентиляційні систем В1 і В2, які забезпечують додатковий повітрообмін у теплий період року. Крім того, приміщення компресорного цеху і бункера акумуляторів газу обладнані аварійною механічною вентиляцією АВ1–1, АВ1–2, АВ–2, АВ–3, що забезпечує 8-кратний повітрообмін за одну годину і зблокована з автоматичними газоаналізаторами, тобто при концентрації газу в приміщенні компресорного цеху в розмірі 1% відбувається зупинка роботи АГНКС за алгоритмом «аварійная остановка АГНКС» (вентиляція АВ1–1 і АВ1–2 працює).

При концентрації газу в бункерах акумуляторів газу в розмірі 1% відбувається зупинка АГНКС за алгоритмом «нормальная остановка АГНКС». Увімкнення вентиляційних систем АВ1–1 і АВ1–2 виконується автоматично у разі концентрації газу в приміщенні компресорного цеху в розмірі 0,5%.

У тамбур-шлюз компресорного цеху передбачена подача повітря системою П2 в розмірі 250 м³/год. У приміщенні вентиляторної передбачена подача припливного повітря від системи П1 в розмірі двох об'ємів приміщення. Припливна система П1 обладнується пристроями для автоматичного керування та контролю. У місці виходу повітроводу системи П1 за межі вентиляційної камери встановлений самозакривний зворотний клапан.

У місцях перетину повітроводом протипожежної перегородки приміщення категорії А передбачене встановлення полум'язатримного клапану. Повітроводи і вентилятори систем, обслуговуючих компресорний цех і бункери – заземлені, а гнучкі вставки і повітроводи з'єднані перемичками з дроту товщиною 3...5 мм.

На АГНКС передбачена автоматизація вентиляційних систем за двома варіантами:

- з теплообігрівом повітря;
- з електрообігрівом повітря.

Регулювання температури повітря в приміщенні компресорного цеху виконується відповідно до схеми, поданої на рис. 2.26.

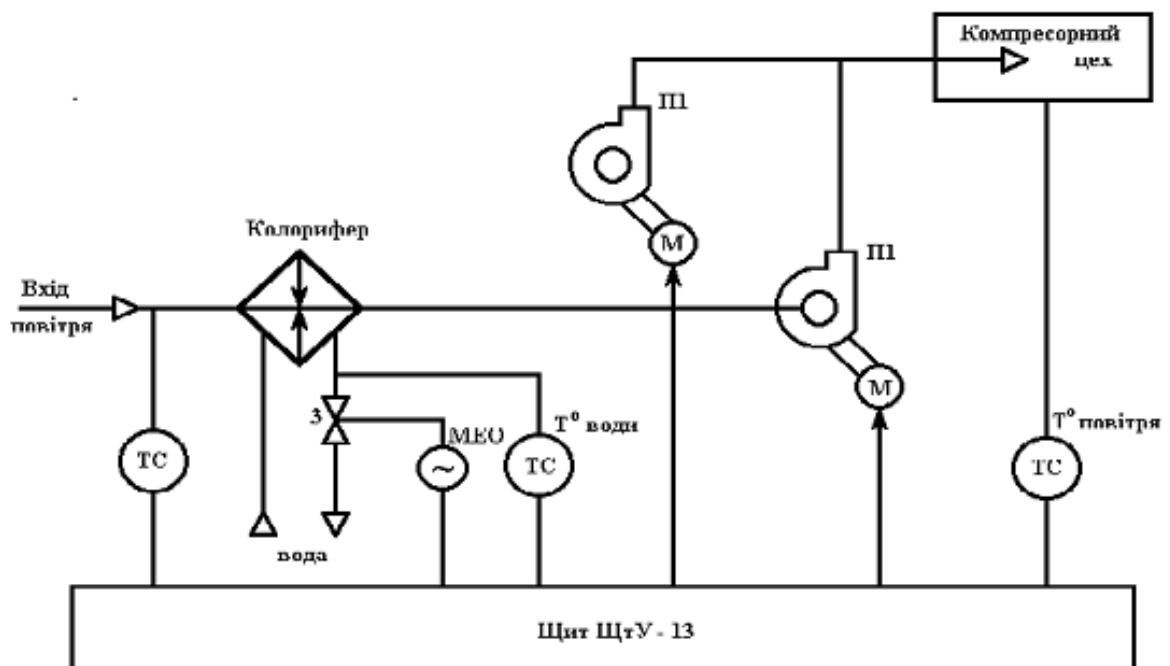


Рис. 2.26. Схема регулювання температури повітря в приміщенні компресорного цеху

За варіантом з теплообігрівом здійснюється автоматичне регулювання температури повітря в приміщенні компресорного цеху. Вентиляційні системи, обслуговуючі тамбур і допоміжні приміщення, не автоматизуються.

За варіантом з електрообігрівом всі системи припливної вентиляції автоматизуються у такий спосіб:

- під час увімкнення електрокалорифера в мережу включається 100% потужності (3 секції);

– у разі підвищення температури повітря в приміщенні вище заданої за сигналом від датчиків вимкнеться послідовно спочатку одна секція, після цього друга, третя секція вимкнеться тоді, коли температура на поверхні оребрення перевищує 160 °С.

У разі зниження температури повітря в приміщенні нижче заданої, автоматичне ввімкнення секцій електрокалорифера виконується у зворотному порядку.

Дистанційне керування вентиляторами систем П1 і П2 здійснюється шляхом установки ключів КМУ на відповідному посту керування в положення «Д», установки перемикачів режимів керування на щиті ЩтУ-13 в положення «Дист.» і натискання відповідних кнопок «Пуск» і «Стоп» на щиті ЩтУ-15.

Переведення вентиляторів систем П1 і П2 з дистанційного режиму роботи на автоматичний виконується шляхом переустановлення на щиті ЩтУ-13 їхніх ключів керування з положення «Дист.» в положення або «АВТ1», або «АВТ2».

Дистанційне керування вентиляторами систем П3 і П4 здійснюється шляхом встановлення ключа КМУ на відповідному посту керування в положення «Д» і натискання на щиті ЩтУ-13 відповідних кнопок «Стоп» і «Пуск».

У дистанційному режимі роботи вентиляторів систем П1 і П2 можна вмикати обидва вентилятори незалежно один від одного. Під час автоматичного режиму вмикається один (будь-який) вентилятор, інший (резервний) повинен автоматично вмикатися у разі вимкнення першого.

Автоматичне регулювання температури повітря (варіант теплообігріву) в приміщенні компресорного цеху виконується за рахунок зміни температури припливного повітря, що нагнітається вентиляційною системою П1, у назване вище приміщення.

У вентиляційну систему П1 входять два припливних вентилятори, обладнаних водяними калориферами: електронний регулятор типу ТЭ2П3 з задавачем; засувка з електроприводом типу МЭО-063, розташована на трубопроводі гарячої води після калорифера; датчики: температури повітря на всмоктуванні вентиляторів і в приміщенні компресорного цеху.

Значення температури в компресорному цеху від аналогового датчика сприймає електронний регулятор, порівнює його з заданою на ньому температурою і здійснює команди відкриття або закриття електроприводної засувки, встановленої на трубопроводі гарячої води після калорифера.

У разі пониження температури гарячої води на трубопроводі після калорифера припиняється робота вентиляторів і на електроприводну засувку подається команда відкриття для інтенсивного потоку води.

У разі вимкнення вентиляторів на електроприводну засувку подається команда закриття, а у разі пониження температури повітря на всмоктуванні вентиляторів – команда відкриття.

Схема регулювання роботи вентиляторів дозволяє роботу вентиляторів незалежно від температури води після калориферів, температури повітря на всмоктуванні вентиляторів і в приміщенні компресорного цеху.

2.3.3. АГНКС-500 з компресорами 2BVTN/3 (Італія)

Технологічний процес АГНКС-500 з компресорами 2BVTN/3 майже не відрізняється від роботи АГНКС-500 з компресорами заводу «Борец», РФ [71]. Зовнішній вигляд АГНКС-500 з компресорами 2BVTN/3 подано на рис. 2.27.