МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗУ

Навчальний посібник

Дніпро
НТУ «ДП»
2019

УДК 622.692
Т65

Рекомендовано до видання вченою радою НТУ «Дніпровська політехніка» як навчальний посібник для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 5 від 24.04.2018).

Рецензенти:
К.К. Софійський, д-р техн. наук, проф. Інституту геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України;
Б.В. Бокій, д-р техн. наук, проф., технічний директор ВАТ «Куб-ГАЗ».

Т65 **Транспортування** нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцвєтаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2019. – 203 с.

ISBN 978-966-350-700-2

Зміст навчального посібника відповідає робочій програмі дисципліни «Транспортування і зберігання вуглеводнів», що розроблена на основі освітньо-професійної програми підготовки бакалаврів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології.

Викладено теоретичні положення застосування й конструктивні особливості методики експлуатаційних розрахунків залізничного, автомобільного, водного, трубопровідного транспорту для доставки нафти, нафтопродуктів і газу. Надані в посібнику рекомендації полегшують вибір серійних промислових машин та устаткування відповідних типорозмірів, формують уявлення про його основні технічні показники, що забезпечують експлуатацію в конкретних виробничих умовах.

Стане в пригоді також фахівцям, діяльність яких пов’язана з експлуатацією нафтогазового обладнання.

УДК 622.692

© Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко,
С.Є. Барташевський , Є.А. Коровяка,
В.О. Расцвєтаєв, 2019
ISBN 978-966-350-700-2
© НТУ «Дніпровська політехніка», 2019

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ 5
ПЕРЕДМОВА……. 6

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТРАНСПОРТНІ КОМПЛЕКСИ ДЛЯ ПЕРЕВЕЗЕННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ……. 8
1.1. Історія, сучасний стан і перспективи розвитку транспортних систем перевезення нафти і нафтопродуктів…….. 8
1.2. Транспортні характеристики та властивості нафти і нафтопродуктів……... 15
1.3. Види транспорту для перевезення нафти і нафтопродуктів... 19

2. ЗАЛІЗНИЧНИЙ ТРАНСПОРТ……. 21
2.1. Загальні відомості……... 21
2.2. Елементи системи залізничного транспорту…… 22
2.3. Технологічні характеристики рухомого складу……... 25
2.4. Локомотиви і транспортні місткості…… 26
2.4.1. Тепловози……. 26
2.4.2. Електровози…….. 30
2.4.3. Транспортні місткості ……. 33
2.4.4. Зливно-наливні операції та обладнання…… 42
2.5. Залізнична колія…….. 54

3. АВТОМОБІЛЬНИЙ ТРАНСПОРТ …… 59
3.1. Загальні положення……. 59
3.2. Елементи системи автомобільного транспорту……... 59
3.3. Технологічні характеристики рухомого складу……... 60
3.4. Загальна будова автомобіля для перевезення нафтопродуктів…….. 60

4. ВОДНИЙ ТРАНСПОРТ ……..……. 65
4.1. Загальні відомості про водний транспорт…… 65
4.2. Основні показники водного транспорту……... 67
4.3. Будова та експлуатація нафтового танкера…….. 69
4.3.1. Перелік і загальна характеристика спеціальних систем танкера…… 72

5. ТРУБОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ…… 92
5.1. Загальні відомості……... 92
5.2. Класифікація трубопроводів…….. 93
5.3. Способи спорудження трубопроводів…….. 98
5.4. Будова та складові трубопровідного транспорту…… 120

6. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТРАНСПОРТНІ КОМПЛЕКСИ ГАЗУ…… 129
6.1. Основні параметри газу та закони газового стану…… 129
6.2. Способи транспортування газу……. 141

7. ТРАНСПОРТУВАННЯ ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ ЗАЛІЗНИЦЕЮ..... 143
7.1. Рухомий склад……. 143
7.2. Зливно-наливні операції……. 146

8. АВТОМОБІЛЬНИЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ ПЕРЕВЕЗЕННЯ ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ…….. 151
8.1. Рухомий склад……. 151

9. ВОДНИЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ ПЕРЕВЕЗЕННЯ ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ…….. 157
9.1.Загальні відомості…… 157
9.2. Рухомий склад……. 157
9.3. Навантажувально-розвантажувальні операції та обладнання……. 158

10. ОСОБЛИВОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ…… 164
10.1. Загальні положення…….. 164
10.2. Транспортування зріджених газів…….. 170
10.3. Транспортування природного газу……. 171
10.4. Підготовка газу до подальшого транспортування……. 178

ПІСЛЯМОВА……. 196
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ…… 197
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК…….. 199

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АГНКС – автомобільна газонаповнювальна компресорна станція

АГЗ – автоматичний газовий захист

АСК – автоматизована система керування

АСК ГВП – автоматизована система керування газовидобувним підприємством

ГЗУ – газозбірна установка

ГНС – головна насосна станція

ГРП – газорозподільний пункт

ГРС – газорозподільна станція

ГТС – газотранспортна система

КНС – кінцева насосна станція

КС – компресорна станція

НПЗ – нафтопереробний завод

НС – насосна станція

СЦБ – система зв'язку, сигналізації, централізації та блокування

ПГС – підземне газосховище

ПНС – проміжна насосна станція

ПР – підземний резервуар

ПС – підземне сховище

ПУВО – пост управління вантажними операціями

РВСП – резервуар вертикальний сталевий з понтоном

УКПН – установка комплексної підготовки нафти

ЦПЗ – центральний пункт збору газу

ПЕРЕДМОВА

Частка нафти і природного газу в загальному балансі використання первинних енергоресурсів нашої країни становить 61 %. Україна належить до країн з дефіцитом власних природних вуглеводневих ресурсів, і тому підвищення їх видобутку є завданням державного значення.

Дисципліна "Транспортування і зберігання вуглеводнів" – одна із спеціальних дисциплін спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Її метою є придбання студентами знань з основ будови транспортних засобів, а також з методик проведення розрахунків основних технологічних процесів при транспортуванні нафти, нафтопродуктів і газу.

Навчальний посібник «Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу» є першою частиною даної дисципліни, яка базується на матеріалі дисциплін «Фізика», «Хімія», «Технічна механіка та опір матеріалів» і «Транспортні системи і технології».

Мета даного видання – допомогти студентам у вивченні дисципліни «Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу».

Очікувані дисциплінарні результати навчання:

Шифр та зміст результатів навчання за освітньо-професійною програмою	Шифр та зміст дисциплінарних результатів навчання
СР2 Пояснювати загальну структуру, взаємозв’язок і функціональне призначення окремих елементів системи забезпечення України вуглеводневими енергоносіями	СР2-1 Ідентифікувати та класифікувати транспортні системи та технології нафтогазових підприємств
	СР2-2 Визначати сферу застосування транспортних засобів нафти, нафтопродуктів і газу
СР3 Використовувати базові поняття, основні закони фізики та хімії для прогнозування та аналізу фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату і природного газу в процесах їх видобування, буріння свердловин, транспортування та зберігання	СР3-1 Характеризувати фізико-хімічні властивості нафти, конденсату і природного газу в процесах їх видобування, транспортування та зберігання
	СР3-2 Визначати обсяги вантажопотоків нафтогазових підприємств
СР9 Створювати елементи технологічних схем та технічних пристроїв систем видобування,	СР9-1 Визначати сферу застосування транспортних засобів в умовах експлуатації нафтогазового

Шифр та зміст результатів навчання за освітньо-професійною програмою	Шифр та зміст дисциплінарних результатів навчання
транспортування та зберігання нафти і газу	комплексу
	СР9-2 Розробляти технологічні системи транспортування нафти, нафтопродуктів і газу
СР11 Аналізувати режими експлуатації складових елементів нафтогазового об’єкта, проводити оптимальний вибір технологічного обладнання, виконувати оптимізацію режиму експлуатації за певним критерієм	СР11-1 Аналізувати режими експлуатації транспортних засобів нафти, нафтопродуктів і газу
	СР11-2 Проводити оптимальний вибір транспортних машин та устаткування
	СР11-3 Оптимізувати режим експлуатації транспортних засобів нафти, нафтопродуктів і газу за певним критерієм

Навчальний посібник складається з передмови, десяти розділів і післямови, у яких викладено загальні відомості про транспортні системи нафтових і газових підприємств, залізничний, автомобільний, водний, трубопровідний транспорт, який застосовується для транспортування нафти, нафтопродуктів і газів.

Кожен розділ присвячений конкретному виду транспорту, тобто містить загальні відомості про елементи системи, технологічні характеристики й особливості різних видів транспорту, відомості про транспортні засоби та їх конструкцію, особливості теорії та основні методики експлуатаційних розрахунків.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТРАНСПОРТНІ КОМПЛЕКСИ ДЛЯ ПЕРЕВЕЗЕННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

Розглянуто: еволюцію розвитку транспорту для перевезення нафти і нафтопродуктів, характеристики вантажів та вантажопотоків, види транспорту, їх переваги та недоліки.
Опанування матеріалу розділу дозволяє вивчити:
– *історичні етапи розвитку систем транспортування нафти і нафтопродуктів, а також навчитися:*
– *характеризувати наливні вантажі та вантажопотоки;*
– *класифікувати транспортні засоби.*

1.1. Історія, сучасний стан і перспективи розвитку транспортних систем перевезення нафти і нафтопродуктів

Археологи встановили, що за 6 тис. років до н. е. на березі Євфрату в Іді існував древній нафтовий промисел. Видобута нафта, зокрема, переправлялася вниз по Євфрату до міста Ур і застосовувалася в будівельній справі. Для перевезення нафти по річці будувалися спеціальні наливні судна. Вантажопідйомність цих древніх "танкерів" досягала 5 т.

З давніх-давен нафту зберігали і перевозили в спеціальних посудинах. Так, нафта з території колишнього Тмутараканського князівства Київської Русі (Таманський півострів) вивозилася візантійськими кораблями в амфорах. Саме таманська нафта використовувалася візантійцями для виготовлення їх грізної бойової зброї – "грецького вогню". Після розорення Константинополя хрестоносцями і подальшого падіння Візантійської імперії попит на нафту впав і тмутараканські промисли були надовго забуті. Пізніше основним постачальником нафти став район Баку. Перевозили її на верблюдах або гарбах у шкіряних мішках (бурдюках) у різні райони, такі як Шемаха, Гілян і навіть везли до Західної Європи.

За часів царювання Бориса Годунова (1598 – 1605) нафту привозили до Москви з Печорських лісів з річки Ухти в бочках. Бочки різного розміру тривалий час служили місткостями для перевезеної нафти на трактах і на водних шляхах як в нашій країні, так і за кордоном.

Перша в Росії інструкція про правила перевезення нафти на суднах по Каспійському морю і Волзі була затверджена Петром I (1725). Використовувалися для цих цілей суховантажі – гребні, вітрильні та парові судна, на які нафту вантажили в амфорах або бочках.

Перші *нафтоналивні судна*, у трюмах яких розміщувалися спеціальні місткості для нафти, з'явилися в кінці XIX століття, коли на неї різко зріс попит. У 1873 році брати Артем'єви пристосували під налив нафти дерев'яну вітрильну шхуну "Олександр". А першим у світі металевим нафтоналивним судном став пароплав "Зороастр", побудований в 1878 році за російським проектом на шведській верфі. Для безпеки його вантажні трюми (танки) були відокремлені від машинного відділення подвійною перегородкою, всередину якої заливалася вода. Пароплав "Зороастр" вантажопідйомністю 250 тонн, що ходив по Каспійському морю, став першим у світі танкером. У 1882 році російськими інженерами був створений танкер "Спаситель", машинне відділення якого вперше в світовій практиці було винесено на корму – так, як це роблять тепер у сучасних танкерів.

Велику роль у розвитку нафтоналивного флоту зіграв видатний російський інженер В.Г. Шухов. Під його керівництвом у Саратові були побудовані перші річкові нафтоналивні баржі російського проекту. Вперше в світі вони збиралися з окремих секцій, що дозволило скоротити терміни спуску барж зі стапелів.

Перші судна, придатні для транспортування рідин без упаковки, були розділені на кілька невеликих танків, у яких перевозили нафту та інші рідкі вантажі. Перші танкери легко було відрізнити від інших суден того часу за обрисом, оскільки вони не мали на борту вантажних пристроїв. Машинне відділення було розміщено в кормі, середня надбудова посередині, але ближче до носа. Надбудови були сполучені одна з одною перехідним містком з леєрами, який забезпечував сполучення між цими частинами судна, оскільки головна палуба танкера лише трохи підноситься над водою і при бурхливій погоді затоплюється хвилями. У 1954 році був

побудований шведський танкер «Оцеанус» дедвейтом 24,5 тис. т, що першим з суден цього типу мав надбудову тільки в кормі. Одночасно з підвищенням вантажопідйомності збільшувалася довжина танкерів; це викликало все більші труднощі при управлінні судном з розташованої в кормі надбудови, яка забезпечувала лише обмежену видимість. Тільки завдяки використанню промислового телебачення (установці телевізійної камери на носовій щоглі) стало, нарешті, можливим переміщення надбудови в корму.

Розміри нових танкерів росли дуже швидко. Якщо на початку 50-х років найбільше судно цього типу мало дедвейт 40 – 50 тис. т, у середині 60-х років побудували танкер дедвейтом понад 200 тис. т, у 1968 році було подолано межу 300 тис. т, а в 1973 році в експлуатацію були здані судна, дедвейт яких був лише трохи менше 500 тис. т (танкери «Глобтік Лондон», «Глобтік Токіо» дедвейтом по 483 тис. т).

З квітня 2005 року Міжнародна морська організація (International Maritime Organisation або IMO) заборонила перевезення мазуту, дизпалива і сирої нафти на екологічно небезпечних однокорпусних танкерах. Першим війну старим суднам оголосив Євросоюз. Це сталося після того, як вантажений російським мазутом грецький танкер Prestige розвалився надвоє. Наливні судна в даний час складають за тоннажем більше 40 % світового флоту. Це, як правило, великотоннажні судна, оснащені складними технічними засобами для перевезення, тривалого зберігання, перекачування і вивантаження великої кількості рідких вантажів різного призначення і мають різні транспортні характеристики. Експлуатація цього обладнання вимагає спеціальних інженерних знань. Різні види і типи наливних суден мають свої особливості щодо влаштування самого судна, його спеціальних систем, керування та автоматизації експлуатаційного обладнання, гарантування безпеки для людей і навколишнього середовища.

Останнім часом у складі флотів судноплавних компаній зростає кількість і тоннаж не тільки нафтовозів, а й спеціалізованих танкерів для перевезення хімічних вантажів, зріджених газів, а також комбінованих суден, у тому числі «нафтонавалочників».

Залізничну цистерну вперше застосували у Сполучених Штатах Америки. До початку нафтової лихоманки територія США вже була покрита мережею залізниць. Тому цілком природно, що для транспортування нафти стали використовувати залізницю. Російські

власники залізниць довго пручалися застосуванню залізничних цистерн, з одного боку, справедливо побоюючись пожежонебезпечної нафти, а з іншого – розуміли, що ККД цистерн становить 50 %, оскільки вантаж перевозиться тільки в одному напрямку, а у зворотний бік цистерни рухаються порожняком. Однак переваги цього виду транспорту – значна вантажопідйомність, можливість швидкого розвантаження і заповнення цистерн – нарешті зробили свою справу. У 1872 році майстернями Московсько-Нижегородської залізниці були виготовлені перші в Росії залізничні нафтоналивні цистерни.

Перед залізничним транспортом до кінця 20-х років XX століття постало завдання щодо забезпечення безперебійного постачання віддалених регіонів продуктами нафтопереробки в умовах зростаючого нафтового вантажообігу і специфічності умов перевезення наливних вантажів. Окрім того, транспорт нафти і нафтопродуктів вимагає проведення зливно-наливних операцій у відведений для цього час. Якщо процеси зливу – наливу світлих нафтопродуктів практично не утруднені й процедури їх виконання досить добре розроблені, то злив – налив в'язких нафтопродуктів до цього часу не має однозначного вирішення. Більш того, розроблені технічні засоби для забезпечення зливу в'язких продуктів недостатньо ефективні, і проблеми з виконанням спорожнення цистерн актуальні й сьогодні. До початку 60-х років усе ширше починає використовуватися нижній злив нафтопродуктів. Розроблена Київською філією Гіпротрубопровід установка для нижнього зливу вагонів-цистерн з універсальним зливним пристроєм (УНС-150) дозволила механізувати і герметизувати злив нафти і нафтопродуктів.

У кінці 60-х років верхній злив з вагонів-цистерн поступово витіснявся і використовувався тільки при роботі з несправними цистернами або цистернами, нижній зливний пристрій у яких взагалі був відсутній.

Сама ідея *транспортування рідин по трубах* не була новою. Ще в п'ятому тисячолітті до нашої ери китайці транспортували воду по бамбукових трубах на рисові поля, а в давньоіндійському місті Мохенджо-Даро стоки з деяких будинків відводилися по глиняних трубах. У Стародавньому Єгипті вода, що видобувалася з глибоких колодязів, відводилася по дерев'яних, мідних і свинцевих трубах. У Стародавньому Римі свинцеві трубопроводи використовувалися для

подачі питної води та забезпечення водою громадських лазень, при цьому найбільший з них мав довжину 91 км.

У 1863 році Д.І. Менделєєв, який відвідав нафтоперегонний завод поблизу Баку, запропонував використовувати трубопровід для перекачування нафти від нафтових колодязів до заводу і далі до причалу на Каспійському морі, але тоді його пропозиція не була здійснена. А в 1865 р. в США фірмою "Стандарт ойл" був побудований перший у світі нафтопровід діаметром 50 мм і довжиною 6 км. Через десять років промисловий центр Пітсбург у Пенсільванії був з'єднаний з нафтопромислами стокілометровим нафтопроводом. Це будівництво здійснювалося з метою збити високі залізничні тарифи на перевезення нафти, чого і вдалося досягти. У Латинській Америці (у Колумбії) перший нафтопровід був прокладений в 1926 р., в Азії (Іран) – у 1934 р., в Європі (Франція) – в 1948 р. На території Російської імперії перший продуктопровід, який з'єднав Баку і Батумі, був побудований в 1907 р. Широке будівництво нафтопроводів почалося вже після Першої світової війни, а газопроводів – після Другої світової війни.

Нині протяжність нафтопроводів і продуктопроводів становить більше 600, газопроводів – 900 тис. км. Трубопроводи розташовані переважно в Європі, Північній Америці, на Аравійському півострові. В Європі найбільшими нафтопроводами є «Дружба» (5,5 тис. км) і «Уренгой – Західна Європа» (4,5 тис. км).

Аналізуючи розміщення нафто- і продуктопроводів, можна відзначити, що найбільші їх системи знаходяться, по-перше, у країнах з великими обсягами експорту (США, Росія, Канада, Мексика, а також Казахстан, Азербайджан та ін.). По-друге, вони розташовані в країнах з яскраво вираженою експортною орієнтацією нафтової промисловості (Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Лівія, Алжир, Венесуела). Нарешті, по-третє, вони сформувалися в країнах з не менш яскраво вираженою імпортною орієнтацією нафтового господарства (Німеччина, Франція, Італія, Іспанія, Україна, Білорусія та ін.). У складі першої десятки країн за протяжністю газопроводів перші сім позицій – з величезною кількісною перевагою – займають економічно розвинені країни. Це багато в чому пояснюється тим, що будівництво газопроводів у Китаї почалося порівняно недавно, більшість же країн, що розвиваються, якщо і експортує природний газ, то в зрідженому вигляді по морю.

Трубопровідний транспорт має великі перспективи розвитку, пов'язані з постійним зростанням потреб у нафті й особливо в природному газі. У різних регіонах і країнах світу триває спорудження магістральних нафтопроводів. Головним центром активності в цьому відношенні останнім часом став Каспійський регіон та Близький Схід. Ще більшого розмаху набуло будівництво газопроводів. Їх також споруджують у багатьох регіонах і країнах, але якщо мати на увазі тільки найважливіші з них, то слід назвати в першу чергу країни СНД, Південно-Східної Азії, Китай, Австралію, а в другу – Західну Європу, США і Канаду, Північну Африку і Латинську Америку.

З початку XX століття в усіх областях людської діяльності важливе місце зайняв *автомобільний транспорт*, який став незамінним засобом доставки вантажів, у тому числі різних паливно-мастильних матеріалів. У світовій практиці найбільш досконалим засобом доставки рідкого палива і перш за все бензину зарекомендували себе автомобілі-цистерни. Слідом за ними в 20-ті роки створюються паливозаправники – машини, пристосовані для заправки фільтрованим паливом літаків, автомобілів, тракторів та іншої техніки в польових умовах.

Початок широкого розвитку автомобільного транспорту в СРСР, у тому числі й спеціалізованих автомобілів для перевезення нафтопродуктів, слід віднести до 1932 р., коли були побудовані в першій п'ятирічці автомобільні заводи (Горьковський і Московський) розпочали масовий випуск автомобілів. До кінця 30-х рр. у міру розвитку автомобільного транспорту відбувалася все більша спеціалізація перевезень. Починають застосовуватися автомобілі, конструктивно найбільш пристосовані до особливостей транспорту будь-якого одного вантажу.

Для забезпечення прискореного підйому економіки країни, її індустріалізації було потрібно в першу чергу створити вантажний автомобільний транспорт. Тому на відміну від усіх інших країн світу в СРСР спочатку розвивалося вантажне машинобудування. Вже в 1938 році було випущено 180 тис. вантажних автомобілів і відносно їх виробництва і чисельності парку СРСР посів перше місце в Європі та друге в світі. Значну увагу в ці роки було приділено і таким заходам, як боротьба з втратами при транспортуванні нафтопродуктів. Тоді вперше стали запроваджувати автоцистерни.

Перші цистерни являли собою металеві резервуари циліндричної форми, були прості у виготовленні та найменш металомісткі, а як база використовувалися шасі вантажних автомобілів. Однак така форма цистерни негативно позначалася на стійкості при русі внаслідок високого розташування центру маси. Тому в подальшому на бензовозах і заправниках найбільшого поширення набули так звані еліптичні цистерни. Завдяки новій конструкції цього автомобіля, знизився центр його маси і зменшилася загальна висота. Крім того, удари рідини об стінки під час перевезення в еліптичній цистерні були слабшими, ніж в циліндричній. Для закачування палива вони мали широкі заливні горловини і крапи для зливу палива самопливом. Пізніше на автоцистернах з'явилися насоси з ручним приводом, що дозволили прискорити їх заповнення і спорожнення.

Відразу проявилися і негативні моменти, що характеризують роботу автотранспорту: незадовільний стан доріг промислових районів особливо позначався на роботі автомобілів і прискорював зношуваність автопарку; недостатня, а часом і повна відсутність механізації вантажно-розвантажувальних операцій; різноманітність механічних засобів транспорту при значному терміні експлуатації.

У післявоєнний період автомобільний транспорт в основному забезпечував завезення нафтопродуктів у глибинні сільськогосподарські райони, а також для внутрішнього переміщення нафтопродуктів від нафтобаз до місць споживання. Транспортування нафтопродуктів від нафтобази до споживача планувалося здійснювати автоцистернами, бортовими машинами, автопричепами. Однак у ці роки переважно використовувалися лише перші два види автотранспорту. У зв'язку з необхідністю поставки споживачам нафтопродуктів у повному асортименті пропонувалося організувати комбінований транспорт, тобто при відправці, наприклад, тарних нафтопродуктів бортовою машиною світлі нафтопродукти могли транспортуватися в спеціальних пересувних цистернах порівняно невеликої місткості, взятих на причіп до бортової автомашині. При транспортуванні нафтопродуктів в автоцистернах у бортових причепах могли перевозитися тарні нафтопродукти.

У 70-ті роки безперервно підвищується попит на автомобільне та авіаційне паливо, а також на паливо для технологічних і господарських потреб, який вимагає створення автоцистерн великої місткості та спеціальних напівпричепів-цистерн. Саме такі спеціалізовані напівпричепи повинні були забезпечити раціональне й

економічне транспортування палива без втрат і ризику зниження якості під час переміщення і при перевантаженні.

Виробництво автомобілів-цистерн усе більше переходило від металевих резервуарів до цистерн із склопластиків, що мали високу хімічну і корозійну стійкість, конструкційну міцність, низьку теплопровідність і невелику питому масу.

Таким чином, розвиток автомобілів для транспортування і короткочасного зберігання нафтопродуктів супроводжувався безперервним процесом модернізації як базових шасі автомобілів, так і матеріалу, обладнання та конструкції автоцистерн. Це також повною мірою стосувалося і залізничних цистерн для нафти і зрідженого газу.

1.2. Транспортні характеристики та властивості нафти і нафтопродуктів

Для розуміння процесів транспортування нафти і нафтопродуктів необхідно ознайомитися з їхніми основними транспортними характеристиками та властивостями.

Найважливішою характеристикою наливного вантажу є його *щільність*. Від неї залежить кількість перевезеного вантажу, а отже, й економічні показники транспортної системи. Щільність – відношення маси речовини до одиниці об'єму. Виражають її, зазвичай, в кг/м^3, але можна зустріти і в т/м^3, і у відносних одиницях. В останньому випадку її називають *відносною або паспортною щільністю* і виражають як відношення маси 1 м^3 рідини при 20^0 С до маси 1 м^3 дистильованої води при 4^0 С, яка дорівнює 1000 кг.

Щільність рідкого нафтопродукту залежить від його температури. Якщо відома щільність нафтопродукту при 20^0С, то завжди можна визначити його щільність при іншій температурі за формулою [1]:

$$r^{t} = r^{2o} - g(t - 20), \qquad (1.1)$$

де ρ^t – дійсна щільність вантажу при цій температурі, кг/м^3;

t – фактична температура вантажу, град;

ρ^{2o} – паспортна щільність вантажу, кг/м^3;

γ – поправка на щільність вантажу при зміні його температури на 1° С, яка вибирається зі спеціальних таблиць.

В'язкість – також одна з найважливіших властивостей вантажу, оскільки вона впливає в першу чергу на швидкість перекачування вантажу і витрачену на цей процес енергію.

Зі збільшенням температури в'язкість нафтопродукту знижується, однак збільшуються знову ж витрати енергії. Тому при транспортуванні вибирають оптимальне, найбільш економічно вигідне співвідношення в'язкості й температури вантажу.

Розрізняють в'язкість *динамічну і кінематичну*. На практиці частіше використовують кінематичну в'язкість, яка виражає відношення динамічної в'язкості до щільності рідини. В системі СІ використовують одиниці виміру кінематичної в'язкості $м^2/с$, однак часто зустрічається позасистемна одиниця «сантістокс» (сСт), що дорівнює однієї сотої частини «Стокса» (Ст), отже, 1 сСт = 1 $мм^2/с$. Часто в'язкість нафтопродуктів також визначають в одиницях *умовної в'язкості* – градусах Енглера (^{0}Е), або градусах ВУ (^{0}ВУ), що одне й те саме.

Існують *температури плавлення, застигання, кипіння, конденсації* – це температури, при яких відбувається перехід рідини з одного агрегатного стану в інший. Для одних речовин це чітко фіксована для певного тиску температура (наприклад для дистильованої води), для інших вона носить умовний характер і зумовлена прийнятим методом її визначення (нафтопродукти). З урахуванням цих температур встановлюють режими перекачування і зберігання рідких вантажів. Від температури застигання, наприклад, залежить вибір теплової потужності системи підігріву вантажу при проектуванні танкера для певних видів вантажу. Від температури кипіння скрапленого газу залежить вибір конструкції вантажних цистерн і в цілому судна.

Теплоємність (або питома теплоємність) – це параметр, що характеризує витрати теплоти на підігрів вантажу, а отже, і теплову потужність котельної установки і величину поверхні підігрівачів.

Теплопровідність впливає на швидкість поширення теплоти в масі вантажу, а також на її втрати при транспортуванні та зберіганні вантажу.

Пароутворення з вільної поверхні вантажу супроводжується процесом конденсації, і при досягненні *тиску насичених парів* настає динамічна рівновага між кількістю речовини, що випаровується і конденсується. Тиск насиченої пари зростає з підвищенням температури. При цьому зростає щільність пари, але зменшується

щільність рідини. Цей процес триває доти, поки не буде досягнуто критичного стану речовини, тобто коли щільності обох середовищ зрівняються. Але на танкерах тиск насиченої пари не може бути вище того, на який налаштовані запобіжні або «дихальні» клапани на вантажних танках. Пароутворення вантажу суттєво впливає на висоту всмоктування вантажного насоса.

Токсичність – здатність речовин мати шкідливий вплив на організм людини і живих істот навколишнього середовища. Ступінь токсичності залежить від концентрації речовини в повітрі або в воді. Допустимий вміст токсичних речовин у повітряному або водному середовищі визначається величиною ГДК – гранично-допустимої концентрації, яка встановлюється на основі наукових досліджень. Чим вона менша, тим безпечніша речовина для здоров'я людей і живих організмів. Персонал, що зайнятий перевезеннями вуглеводневих енергоносіїв, зобов'язаний знати про ступінь токсичності вантажу або інертного газу і про заходи запобігання отруєння ними.

Корозійність – властивість, що залежить від вмісту у вантажі кислот, лугів і агресивних солей. Вони стають агресивними через вологу, якої при морських перевезеннях рідких вантажів майже завжди буває досить, щоб викликати корозію корпусів і систем судна. Продукти корозії шкодять якості вантажу або можуть бути джерелом підвищеної вибухонебезпечності повітряно-газового середовища в вантажних танках при насиченнях їх легкозаймистими фракціями вантажу. Підвищення корозії металевих конструкцій танкера викликає також баластування танків морською водою під час порожніх переходів.

Вміст води і механічних домішок характеризує чистоту вантажу, а отже, його якість. Важливо, щоб обводнення і забруднення не відбулося в процесі транспортування вантажу морем, оскільки це може значно погіршити економічні показники перевезень.

Ряд транспортних характеристик слід виділити особливо в зв'язку з тим, що вони пов'язані з безпекою морських перевезень.

Температура спалаху – найнижча температура, при якій короткочасно спалахують пари рідини над її поверхнею, але при цьому рідина не запалюється.

Температура займання – найменша температура, при якій під час спалаху парів від джерела вогню запалюється сама рідина. Температура займання на 25 – 30^0 С вище температури спалаху.

Температура самозаймання – це температура займання від нагрівання без піднесення джерела вогню.

З перерахованих характеристик пожежонебезпеки найбільше значення має температура спалаху. Відповідно до її величини нафтопродукти поділяють на категорії пожежної небезпеки. Нафтопродукти з температурою спалаху в закритому тиглі менше 60^0 С називають леткими або легкозаймистими рідинами (ЛЗР). Розрізняють три категорії небезпеки:

– перша – особливо небезпечні ЛЗР, які мають температуру спалаху менше -18^0 С;

– друга – постійно небезпечні ЛЗР, які мають температуру спалаху від -18 до $+23^0$ С;

– третя – постійно небезпечні при підвищенні температури ЛЗР, які мають температуру спалаху від +23 до $+60^0$ С.

До нелетких відносять вуглеводні з температурою спалаху вище 60^o С.

Електризація – здатність накопичувати заряди статичної електрики. Вона зумовлена низькою електропровідністю вантажу. Цю властивість мають світлі нафтопродукти. Темні (сира нафта, мазут) завдяки вмісту електропровідних домішок статичну електрику не накопичують.

Заряди статичної електрики утворюються на поверхнях неоднорідних матеріалів при їх контакті й подальшому роз'єднанні. При цьому один з матеріалів повинен бути діелектриком. Електродуговий розряд в присутності газоповітряної суміші може викликати пожежу або вибух.

На танкерах найбільш небезпечна різниця потенціалів статичної електрики утворюється тоді, коли:

– рідина протікає у трубопроводі або через металеві фільтри;

– у рідині осаджуються тверді частинки;

– з сопла викидаються дрібні частинки і краплі під час вентилювання і пропарювання танків;

– сплескує рідина й утворюються бризки в початковий період заповнення танка або при ударі струменя води під час миття танків;

– виникає тертя синтетичних полімерів і під час їх роз'єднання.

Величина заряду статичної електрики залежить від стану поверхні трубопроводів, обводнення і забруднення вантажу різними домішками, а також від стану атмосферного повітря і може досягати 350 тис. вольт. Для попередження скупчення статичної електрики

необхідно, щоб корпус і вантажні трубопроводи танкера становили єдине електричне безперервне заземлене коло з береговими комунікаціями.

Крім того, необхідно дотримуватися таких вимог:

– у вантаж додаються присадки, що збільшують електропровідність вантажу;

– обмежують первинну і максимальну швидкості вантажу;

– обмежують пропускну здатність мийних машинок;

– завантаження / розвантаження судна здійснюють «закритим» способом, тобто не допускають вільного падіння рідкого вантажу в танк;

– замір рівня вантажу виконують після стабілізації його в танку, тобто не раніше ніж через 30 хв після закінчення навантаження.

Вибуховість вуглеводневих парів – це така концентрація парів у повітрі, коли суміш не тільки спалахує, але і вибухає. Руйнівна сила вибуху залежить від концентрації вуглеводню в повітрі.

Нижня межа вибуховості (НМВ) – найменший вміст парів у повітрі, при якому може статися вибух.

Верхня межа вибуховості (ВМВ) – найбільша концентрація парів у повітрі, при якій можливий вибух.

Вибухонебезпечна атмосфера в вантажних танках виникає при об'ємній концентрації вуглеводнів у повітрі від 1,5 % (НМВ) до 11,5 % (ВМВ) і при вмісті кисню більше 11 % за об’ємом. Ці межі на практиці використовуються зі значним перестрахуванням. Вважаються безпечними такі межі (%): НМВ < 1, ВМВ > 15, вміст кисню дорівнює 8 по відношенню до об’єму газоповітряної суміші.

1.3. Види транспорту для перевезення нафти і нафтопродуктів

Нафта і нафтопродукти – масові наливні вантажі, до систем переміщення яких висуваються такі вимоги: безперебійність доставки від родовищ до нафтопереробних заводів і від останніх до споживачів; мінімальні фінансові витрати та терміни технологічного процесу; збереження якості продукту; зниження до мінімуму втрат.

До основних видів транспорту для перевезення нафти та нафтопродуктів відносять такі: залізничний, водний, трубопровідний і автомобільний. В окремих випадках використовують авіаційний транспорт для термінової доставки нафтопродуктів у віддалені важкодоступні райони.

Вибір кожного з видів транспорту залежить від фізико-механічних та хімічних властивостей вантажу, обсягів перевезень, розвитку відповідних транспортних комунікацій, розташування нафтопромислів, заводів, баз і споживачів та визначається на основі техніко-економічного порівняння варіантів транспортних систем. При цьому враховується вартість обладнання, експлуатаційні витрати на його обслуговування, наявність діючої транспортної мережі тощо.

На світовому ринку нафти і нафтопродуктів найбільш розповсюдженим є трубопровідний транспорт, частка інших суттєво залежить від географічного розташування країни та стану економіки.

У разі перевезення нафти і нафтопродуктів на значні відстані застосовують комбінації з різних видів транспорту – трубопровідний і залізничний, автомобільний або водний. Таке транспортування називають змішаними перевезеннями. Наприклад, нафтопродукти з нафтопереробного заводу транспортують морським транспортом у танкерах, потім перекачують у гирлах рік у баржі меншого тоннажу, які доставляють їх до головних станцій нафтопродуктопроводів. Далі по трубах вони переміщуються до розподільчих баз, з яких залізничними коліями або автотранспортом доставляють до споживачів. Необхідність у змішаних перевезеннях виникає у разі наявності вузьких місць у діючій залізничній мережі або відсутності можливості використання лише одного ефективного виду транспорту, наприклад, трубопровідного або водного.

Завдання для самоконтролю

1. Охарактеризувати еволюцію видобутку нафти.
2. Визначити час і місце, де почав діяти перший трубопровід для транспортування нафти.
3. Навести параметри, що характеризують наливні вантажі.
4. Охарактеризувати зміну щільності нафтопродуктів залежно від температури.
5. Дати класифікацію видів транспорту нафтопродуктів за характером роботи в часі.
6. Охарактеризувати змішані перевезення нафтопродуктів.
7. Означити історичні етапи в розвитку основних видів транспорту для перевезення нафтопродуктів.
8. Навести особливості, що відрізняють транспорт для перевезення нафтопродуктів від решти промислового транспорту.
9. Навести вимоги, яким має відповідати транспорт для перевезення нафтопродуктів.
10. Охарактеризувати основні види транспорту, що зазвичай застосовують для переміщення нафтопродуктів.

2. ЗАЛІЗНИЧНИЙ ТРАНСПОРТ*

Розглянуто: структуру системи залізничного транспорту для перевезення нафтопродуктів, загальну принципову будову локомотивів і транспортних посудин та їх характеристики.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– обґрунтовано вибирати рухомий склад для перевезення нафтопродуктів та обладнання зливно-наливних станцій;
– проводити експлуатаційні розрахунки цих об'єктів.

2.1. Загальні відомості

У загальній структурі транспорту для перевезення нафти і нафтопродуктів залізничний транспорт посідає значне місце (до 40 % усіх перевезень). Зазвичай нафта і нафтопродукти перевозяться залізницею у вагонах-цистернах, лише близько 2 % їх доставляють у менших посудинах – бочках, контейнерах або бідонах.

Переваги залізничного транспорту:

– універсальність (перевезення всіх видів нафти і нафтопродуктів будь-яких об'ємів);

– рівномірність доставки вантажів протягом усього року з більш високою швидкістю, ніж водним транспортом;

– доставка нафтопродуктів у більшість пунктів споживання в зв'язку з наявністю розгалужених залізничних мереж у густонаселених промислових і сільськогосподарських районах.

Відмінна ознака залізничного транспорту – незалежність його від погодних умов, тому більшість розподільчих баз нафтопродуктів розташовано поблизу залізничних магістралей.

Недоліки залізничного транспорту:

– значні капітальні витрати при будівництві нових, ремонті та реконструкції існуючих ліній;

– відносно високі експлуатаційні витрати;

– відносно низька ефективність використання потужності рухомого складу (цистерни в зворотному напрямку йдуть порожніми);

* У написанні розділу брав участь Коптовець О.М.

– великі втрати нафти і нафтопродуктів при транспорті та розвантажувально-навантажувальних операціях;

– необхідність спеціальних зливно-наливних пунктів і пунктів зачистки вагонів-цистерн.

Вагони-цистерни формують у потяги, що звуться наливними маршрутами, при цьому найбільш економічними є перевезення цілими маршрутами, що можливе у разі доставки значного обсягу нафтопродуктів. Формування залізничних цистерн у маршрути заздалегідь планують залежно від пунктів призначення, обсягів доставки і наявності зливно-наливних пристроїв.

У разі маршрутної доставки нафтопродуктів досягається найбільша ефективність роботи за рахунок зменшення часу простоїв під час зливно-наливних операцій.

Нафтопродукти всіх видів перевозяться залізницею відповідно до «Правил перевезення вантажів», затверджених «Укрзалізницею», якими передбачено порядок формування залізничних цистерн у потяги, умови перевезень нафтопродуктів, правила подачі сформованих потягів до зливно-наливних пристроїв і здачі заповнених цистерн до залізниці, норми часу на навантажувально-розвантажувальні операції та основні вимоги до технічної експлуатації.

Транспортування наливних нафтовантажів здійснюється головним чином у цистернах, що належать «Укрзалізниці», в окремих випадках їх власником є вантажовідправник або вантажоодержувач. Підготовку цистерн під налив, включаючи їх очищення на промивально-пропарочних станціях здійснює залізниця, в обов’язки ж вантажоодержувача входить забезпечення повного зливу нафтопродукту з цистерн, очищення їх від бруду та льоду, встановлення всіх деталей, демонтованих на час проведення зливально-наливних операцій.

Під час транспортування нафтопродуктів залізничним транспортом обов’язковим є виконання всіх вимог техніки безпеки, що діють як на залізничному транспорті, так і на підприємствах-вантажоодержувачах (нафтобазах і наливних станціях).

2.2. Елементи системи залізничного транспорту

У межах системи залізничного транспорту виділяють такі основні елементи: залізничний шлях; рухомий склад; система енергопостачання (коли він електрифікований); система зв'язку,

сигналізації, централізації та блокування (СЦБ); розподільні пункти (пости, роз'їзди і станції, навантажувально-розвантажувальні пункти); засоби механізації колійних робіт; локомотивні депо (для ремонту) та екіпірувальні пункти.

Залізничний шлях включає нижню і верхню побудову. До нижньої належить земляне полотно або штучні споруди разом з водовідвідними спорудами, що є основою залізниці. Верхня побудова – це рейки, оснащені кріпленням та протиугонами, шпали й баластовий шар.

Рухомий склад залізничного транспорту включає локомотиви, піввагони, вагони-цистерни, з яких формуються потяги.

Давно визнано, що в роботі залізничного транспорту найбільш ефективною є електрична тяга, адже вона має багато експлуатаційних переваг над іншими видами тяги. Неодмінна умова її використання – облаштування системи енергопостачання, у якій передбачено пристрої для перетворення й передачі енергії від енергосистеми до засобів рухомого складу.

Система енергопостачання складається з *лінії електропередач*, що доставляє енергію від електропідстанцій до *тягової підстанції*, яка знижує напругу через трансформатор (35/1,5 (3,0) кВ) і перетворює змінний струм у постійний за допомогою перетворювачів. У систему також входить *тягова мережа*, що передає енергію від тягової підстанції до локомотива, вона включає лінію живлення, контактний провід, від якого енергія надходить до струмоприймача електровоза, залізницю й лінію, по якій струм іде до шин тягової підстанції. Завершальний елемент системи – *контактна мережа*, основними елементами якої є опори й підвішений до них контактний провід (площа його перерізу S = 85 або 100 мм^2).

Система зв'язку, сигналізації, централізації та блокування (СЦБ). Основними засобами зв'язку між працівниками, які забезпечують рух потягів, є телефонний провідний або радіозв'язок. Джерелами постійних сигналів на залізничному транспорті слугують семафори й світлофори. Кожний з їх сигналів має силу наказів і вимагає беззаперечне виконання. Щоб рух потягів був безпечним та ефективним, залізничну колію поділяють на окремі ділянки – перегони за допомогою облаштування окремих пунктів (станцій, роз'їздів, постів, блок-постів). Зазвичай на кожному перегоні не може перебувати одночасно більше одного потяга. Для регулювання руху на перегоні застосовують такі засоби: телефонний зв’язок,

електрожезлову систему, напівавтоматичне блокування, автоблокування. Переведення стрілок на коліях здійснює черговий по станції централізовано.

Розподільні пункти – пости, роз'їзди, станції та навантажувально-розвантажувальні пункти. Як зазначалося вище метою діяльності цих об'єктів є створення безпечних умов роботи рухомого складу та підвищення пропускної здатності залізничних колій. Охарактеризуємо кожен з перелічених об'єктів з огляду на його призначення та характер функцій.

Пости – окремі пункти в місцях, де немає колійного розгалуження, облаштовані на головних дорогах для збільшення їх пропускної здатності або в точках примикання другорядних шляхів до головних. До таких об'єктів належать прохідні світлофори, що поділяють перегін на блок-ділянки.

Роз'їзди – окремі пункти на одноколійних лініях, де обладнано розгалуження колій, що дає змогу виконувати схрещення й обгін потягів (обмін порожняка).

Станції – це об'єкти, де передбачено шляхову розв'язку, але, крім схрещення й обгону потягів, тут можна здійснювати різні технічні операції (навантаження й розвантаження вагонів, формування і розформування потягів, екіпірування й зміну локомотивів, відчеплення несправних вагонів та ін.).

Тут виникає потреба обладнувати розв'язку колій, щоб скоротити час обміну потягів. Правильний розрахунок кількості й місця облаштування окремих пунктів має велике значення при складанні графіків руху потягів, що створює умови для безпечної роботи залізничного транспорту й підвищення пропускної здатності колій, а, відтак, ефективності перевезень.

Локомотивні депо та екіпірувальні пункти слугують для утримання локомотивів у справному стані, їх ремонту, а також поповнення запасів палива, води, мастила й піску. До складу депо зазвичай входить кілька спеціалізованих боксів для виконання ремонтних робіт, а також майстерні. Кожен бокс оснащений підйомним краном та має оглядову канаву. Екіпірувальні пункти облаштовують у депо або на станціях, де передбачено склади палива і мастила, водоколонки й піскосушарки.

2.3. Технологічні характеристики рухомого складу

Рухомий склад залізничного транспорту включає локомотиви і вагони.

Для *локомотивів* характерні такі технологічні параметри: потужність, розрахункова та зчіпна маса, зчіпна сила тяги, розміщення і призначення осей, тиск на вісь.

Потужність локомотива визначають за таким виразом [1]:

$$N = \frac{FV}{1000},\ \text{кВт}, \qquad (2.1)$$

де F – дотична сила тяги, Н; V – швидкість руху, м/с.

Розрахункова маса – відповідає повній масі локомотива в спорядженому стані.

Зчіпна маса – це та частина маси локомотива, що припадає на його привідні осі. Зазвичай у електровозів і тепловозів усі осі привідні, тому розрахункова маса дорівнює зчіпній.

Зчіпна сила тяги – це зовнішня сила, що розвивається двигуном локомотива у взаємодії з рейками і прикладена до ободів рушійних коліс у напрямку руху.

Номінальна вантажопідйомність вагона $m_{\text{н}}$ дорівнює максимальній масі вантажу, на яку розраховано конструктивну міцність вагона. За цим параметром визначають кількість вагонів і довжину поїзда.

Місткість кузова $V_{\text{к}}$ є його геометричним об’ємом. При цьому вантажопідйомність вагона повинна бути максимально використана.

Маса тари вагона $m_{\text{т}}$, тобто його власна маса, залежить від типу вагона й способу його розвантаження. Найбільшу масу мають думпкари, найменшу – глухі гондоли.

Коефіцієнт тари $K_{\text{т}}$ характеризує технічну досконалість вагона і являє собою відношення маси тари вагона до його вантажопідйомності, а саме [1]:

$$K_{\text{т}} = \frac{m_{\text{т}}}{m_{\text{н}}}\ . \qquad (2.2)$$

Навантаження на вісь залежить від міцності залізничної колії або допустимого тиску на ґрунт.

При існуючих конструкціях шляху і зазначеному допустимому тиску навантаження на вісь становить P = 28...30 т. Тому вантажопідйомність чотиривісних вагонів перебуває в межах 75...80 т. При більшій вантажопідйомності використовуються шести- і восьмивісні вагони.

Кількість осей вагона визначають, виходячи з регламентованого навантаження на вісь (P = 28...30 т), таким чином:

$$n = \frac{m_{\text{н}} + m_{\text{т}}}{P}. \qquad (2.3)$$

Радіус вписування в криві шляху залежить від основного лінійного розміру вагона – довжини його жорсткої бази – і знаходиться в межах 80…100 м.

2.4. Локомотиви і транспортні місткості

Для перевезення нафтопродуктів застосовуються основні типи локомотивів (тепловози, електровози), які разом із різними типами вагонів являють собою, як відомо, найважливіший елемент залізничного транспорту – рухомий склад.

2.4.1. Тепловози

Тепловоз – це локомотив з двигуном внутрішнього згоряння, енергія від якого передається на рушійні колісні пари через електричну, гідромеханічну або механічну передачу. Залежно від роду виконуваних ними робіт поділяються на магістральні й маневрові, за кількістю секцій – на одно- й двосекційні.

Найчастіше використовують тепловози з електричною передачею. І тільки деякі підприємства для виконання господарських та допоміжних робіт мають у транспортній системі тепловози з гідромеханічною передачею і дуже рідко з механічною. Серед переваг – автономність тепловозів, які не потребують контактної мережі для підведення електроенергії; висока пристосованість до змінного режиму роботи в умовах промислу, бо мають більш гнучку систему регулювання сили тяги, яка до того ж менш затратна в капітальному (контактна мережа, тягові підстанції) та експлуатаційному (перенесення і ремонт цих елементів системи, витрати на зарплату ремонтників та ін.) сенсі у зв’язку з автономністю роботи тепловозів.

У той же час тепловози мають суттєвий конструктивний недолік, що обмежує їх застосування. Зазвичай у цих машин низька питома потужність на ободі колеса – до 10 кВт/т. Через це на значному керівному ухилі швидкість руху тепловоза різко знижується, що врешті-решт зумовлює обмеження пропускної здатності транспортної лінії.

До складу кожного тепловоза входять механічна частина, двигун внутрішнього згоряння, тягова передача (механічна, гідравлічна або електрична), пневматичне й допоміжне обладнання.

Механічна частина кожної секції тепловоза включає кузов, ходові візки та буферно-тягові пристрої. У кузові, яким прикрито кожну секцію тепловоза, розміщуються кабіни керування, електричне, пневматичне й допоміжне обладнання. Рама кузова спирається на двовісні або тривісні поворотні візки, які полегшують проходження тепловозом кривих ділянок. У крайніх частинах секції розташовано кабіни машиніста з пультом керування. У середній частині секції на головній рамі змонтовано дизель-генераторну установку, що складається з дизеля та головного генератора. Електрообладнання (основна частина) змонтовано у високовольтній камері. Окрім того, в кузові розташовується допоміжне обладнання, до якого належать паливна, мастильна, водяна й повітряна системи, вентилятори холодильника і тягових двигунів, повітроочисники та інше обладнання.

Кузов встановлюється на поворотні візки жорстко або за допомогою центральної та бічних опор. Центральна опора сприймає основну частину його ваги, а бічні підпружинені опори демпфують коливання кузова у вертикальній та поперечній площинах.

Ходові візки (рис. 2.1) складаються з рами, ресорної підвіски, букси, колісних пар, тягової передачі, гальм і піщаної системи.

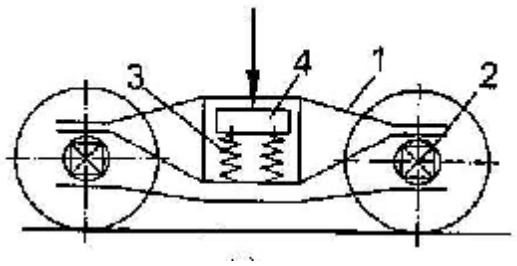


Рис. 2.1. Схема ходового візка: 1 – литі боковини; 2 – букси; 3 – ресори (спіральні пружини); 4 – надресорна балка

Рама візка сприймає тягові та гальмівні зусилля і передає їх буферно-зчіпному пристрою (у зчленованих візках, схеми яких подано на рис. 2.2, 2.3, 2.4, *а*) або рамі кузова (у незчленованих візках із схеми на рис. 2.4, *б*).

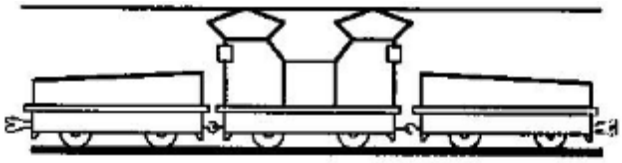


Рис. 2.2. Трисекційний кузов, прикріплений до зчленованих візків жорстко

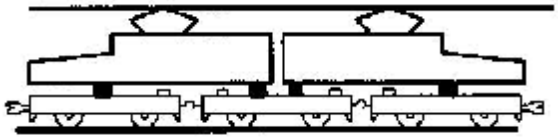
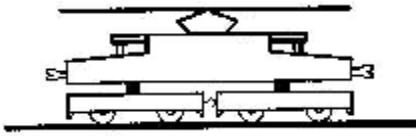


Рис. 2.3. Двосекційний кузов, прикріплений до зчленованих поворотних візків за допомогою опор

а)



б)

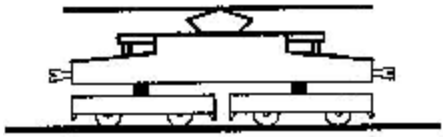


Рис. 2.4. Односекційний кузов, прикріплений за допомогою опор до поворотних зчленованих (*а*) та незчленованих візків (*б*)

У всіх описаних випадках застосовано ресорне підвішування візків – балансирне або індивідуальне (використано листові ресори в комбінації з пружинними). У букси встановлено підшипники кочення. На кожній осі секції здійснюється опорно-осьове підвішування тягових двигунів та встановлено колодкові гальма з ручним і пневматичним приводом.

Буферно-тяговий пристрій призначено для з'єднання тепловоза з причіпною частиною потяга та для передачі йому тягового зусилля і пом’якшення впливу ударів, що виникають під час руху. Для виконання зазначених операцій слугують автозчепка та пружинні буфери.

Двигун внутрішнього згоряння. На тепловозах встановлюють 2-тактний або 4-тактний двигун внутрішнього згоряння. За конструктивними ознаками обидва належать до безкомпресорних дизелів, у яких передбачено внутрішнє сумішоутворення,

самозагоряння, струминний розподіл палива й водяне охолодження. В момент зрушування з місця в двигуні внутрішнього згоряння має виникати найбільший обертальний момент, пропорційний найвищій швидкості обертання. Ось чому при запуску двигун відключають від колісних пар, розганяють вхолосту, а потім обертання плавно передається на осі залежно від типу передачі (це може бути розгін тягових електродвигунів за допомогою електричних засобів, гідромуфта або механічне зчеплення). Між двигуном і привідними осями тепловоза є тягова передача, яка дозволяє змінювати силу тяги й швидкість руху.

Тягова передача. На тепловозах застосовують три види передачі тягового зусилля: електричну, гідромеханічну й механічну. Електрична передача полягає в тому, що двигун внутрішнього згоряння обертає ротор генератора постійного або змінного струму, який живить електроенергією тягові електричні двигуни та допоміжні установки. Цю передачу зазвичай застосовують, коли потужність двигунів становить 750...1500 кВт. Гідромеханічна передача, як видно з назви, поєднує в собі гідропередачу (використання гідромуфт і гідротрансформаторів) та механічну (зубчасту). Це дозволяє забезпечити реалізацію більшого зусилля, ніж за допомогою тільки гідравлічних засобів (розраховану на потужність двигунів до 750 кВт). Механічні засоби передають обертальний рух від двигуна до рухомих осей, як і в автомобілях це робить коробка передач та зчеплення. Таку систему використовують, коли потужність не перевищує 220 кВт.

Пневматичне обладнання тепловоза зосереджує в собі такі системи: гальмівну, яка слугує для пневматичного гальмування тепловоза й потяга; систему керування, що забезпечує стисненим повітрям відповідні пристрої, обладнані пневматичним приводом; допоміжну, яка живить стисненим повітрям засоби сигналізації, мережу піскоподачі й розвантаження думпкарів. Пневматична система гальмування складається з двох-трьох компресорів, що вмикаються автоматично залежно від величини тиску повітря в магістралі (вмикання відбувається, коли тиск становить 750 кПа; вимикання – 950 кПа), гальмівної магістралі та прямодійних (на тепловозі) й автоматичних (на вагонах) гальм. За допомогою спеціального крана здійснюють гальмування й заповнення гальмівної магістралі повітрям, що надходить від головних резервуарів. Пневматична система, що обслуговує ланцюги керування тепловоза,

забезпечує стисненим повітрям відповідну апаратуру, зокрема контактори, реверсори, регулятори і приводи струмоприймачів. Пневматична допоміжна система слугує для забезпечення повітрям пісочниць, сигнальних пристроїв і механізмів перекидання думпкарів.

Допоміжне обладнання тепловоза включає такі системи та обладнання: паливну систему, що забезпечує живлення дизеля двигуна паливом (паливний бак, насоси, які подають паливо до двигуна, форсунки, що здійснюють розпилення палива в його циліндрах); систему покриття мастилом деталей тертя дизеля та відведення тепла від них; на тепловозах з гідромеханічною передачею мастило використовують як робочу рідину в системі передачі (зокрема в гідротрансформаторах і гідромуфтах). Допоміжне обладнання включає також так звану масляну систему, що мають холодильники для відведення тепла; систему водяного охолодження повітря, яке переміщується спеціальними вентиляторами і викидається в навколишнє середовище через дах тепловоза (передбачає використання насосів, фільтрів і секцій холодильника).

Типи й технічні параметри тепловозів. На залізниці застосовують магістральні й маневрові тепловози з електричною, гідромеханічною та механічною тягами таких типів і марок: магістральні ТЭ-3, 2ТЭ-10М2; маневрові з електричною передачею ТЭМ-1, ТЭМ-2, ТЭМ-3, ТЭМ-7; маневрові з гідромеханічною передачею ТГМ-3, ТГМ та інші їхні модифікації. У перелічених назвах використано такі скорочення: Т – тепловоз; Э – електрична тяга; Г – гідромеханічна тяга; М – маневровий. Перша цифра перед буквеним позначенням відображає кількість секцій у кожному із тепловозів, а якщо секція єдина, то цифру не вживають. Після буквеного позначення у вигляді арабської цифри подають номер серії тепловоза.

2.4.2. Електровози

Електровоз являє собою локомотив як самохідний тяговий засіб, що приводиться в рух електричними тяговими двигунами, які беруть енергію від зовнішнього джерела через контактну мережу або від власних тягових акумуляторних батарей. За способом живлення електровози поділяються на контактні, контактно-акумуляторні – струм надходить від контактної мережі й акумуляторної батареї, а також контактно-дизельні, що живляться від контактної мережі та від двигуна.

Залежно від того, як здійснюється живлення тягової мережі, розрізняють електровози постійного і змінного струмів. Найбільшого поширення набули електровози постійного струму з індивідуальним приводом для кожної осі. Як правило, з урахуванням зчіпної ваги кар'єрні електровози бувають чотири- й шестивісні (при цьому вважають, що допустиме навантаження на вісь не вище (250...300 кН). Електровози застосовують тоді, коли ухил колії становить 40...45 ‰. Мінімальний радіус кривизни колії дорівнює 80 м. Завдяки своїм характеристикам електровози мають такі переваги: досить високий ККД (16...18 %); висока перевантажувальна здатність, що дозволяє уникнути зниження ефективності перевезень на крутих підйомах; зручність керування; постійна готовність до роботи; надійність і нечутливість до низьких температур. Основним недоліком контактних електровозів є потреба в облаштуванні контактної мережі, зокрема на пересувних шляхах у районах промислів, що потребує додаткових трудових затрат. Будь-який електровоз має механічну, електричну й пневматичну частини.

Механічна й пневматична частини електровозів подібні до таких самих частин тепловозів. За аналогією з тепловозом конструкція електровозного кузова залежить від способу передачі тягового зусилля. Зокрема в тих, що мають незчленовані візки, тягове зусилля передається за допомогою кузова, тому в його конструкції передбачають потужну раму; в електровозів із зчленованими візками кузови не мають спеціальних рам, вони сконструйовані у вигляді капотів, що прикривають обладнання.

Електрична частина електровозів складається з тягових двигунів, пускорегулювальної апаратури, струмоприймачів; апаратури захисту й допоміжних машин.

Тягові двигуни електровозів слугують для перетворення електричної енергії в механічну. Тяговий двигун змонтовано таким чином, що з одного боку через осьові підшипники він спирається на вісь колісної пари і через зубчасту пару передає їй обертальний рух, а з іншого – підвішений до рами за допомогою спіральних пружин або гумових амортизаторів. Робота тягових двигунів має такі особливості: часте вмикання (до 400 на добу), широкі межі зміни навантажень; виникнення значних перевантажень, порівняно з номінальною силою тяги під час пуску та при подоланні крутих підйомів колії; істотні коливання підведеної до цих двигунів напруги; постійна вібрація й удари (унаслідок нерівності дороги), вплив пилу,

бруду, вологи й снігу. Ось чому електровози найчастіше оснащено двигунами постійного струму з послідовним збудженням і самовентиляцією або примусовою вентиляцією; крім того, їх використання зумовлено такими перевагами: найбільша сила тяги при зрушуванні; рівномірний розподіл навантаження між паралельно ввімкнутими двигунами; простота конструкції.

Пускорегулювальна апаратура дозволяє здійснювати керування рухом електровоза, це, зокрема, зрушування з місця; регулювання швидкості; зміна напрямку руху; електричне гальмування. Для цієї мети на електровозі встановлюється комплект відповідної апаратури, що складається з контролерів, електропневматичних і електромагнітних контакторів, реверсорів, реле й електровимірювальних приладів. Для живлення електровоза силове електричне коло з одного боку підключається до контактної мережі через струмоприймач, а з іншого – через ходову частину рухомого складу до рейок, що виконують функції зворотного проводу (рис. 2.5).

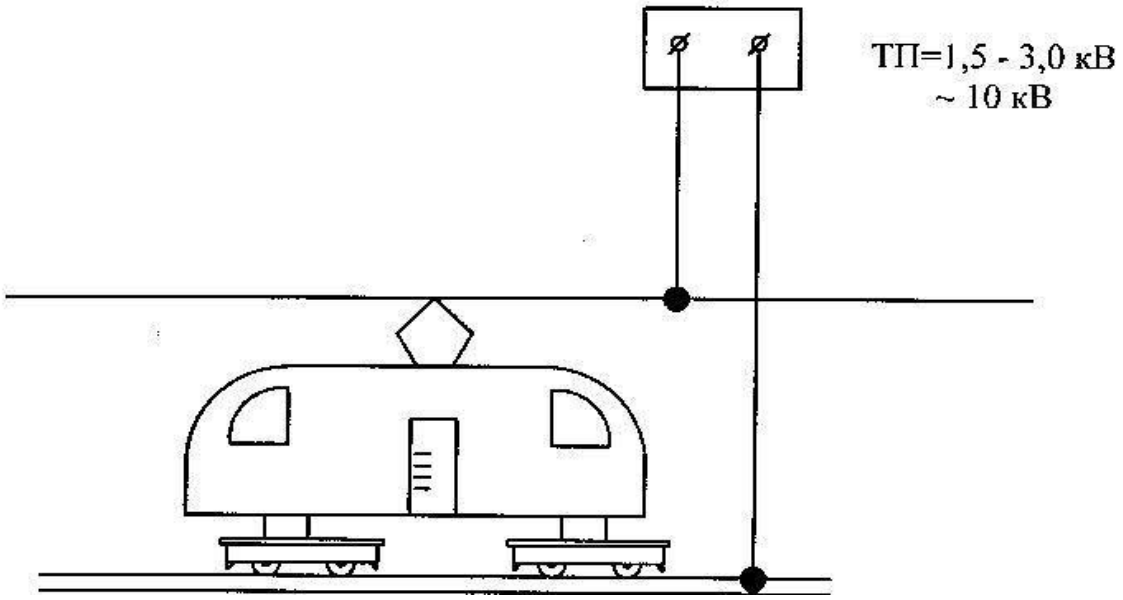


Рис. 2.5. Схема живлення електровоза

Апаратура захисту й допоміжні машини покликані оберігати силові й керувальні електричні мережі від перевантаження, коротких замикань та інших аварійних ситуацій.

Сучасні тенденції вдосконалення електровозного транспорту передбачають підвищення кута підйому рухомого складу до 50...60 ‰ за рахунок збільшення зчіпної маси локомотива.

2.4.3. Транспортні місткості

Під час залізничних перевезень транспортними міскостями слугують вантажні вагони різної конструкції. Перевезення наливних нафтопродуктів здійснюється залізничними *вагонами-цистернами* вантажопідйомністю від 23 до 120 тонн. Виготовляються цистерни з листової сталі товщиною 8 – 11 мм у вигляді горизонтального циліндричного резервуара (рис. 2.6).

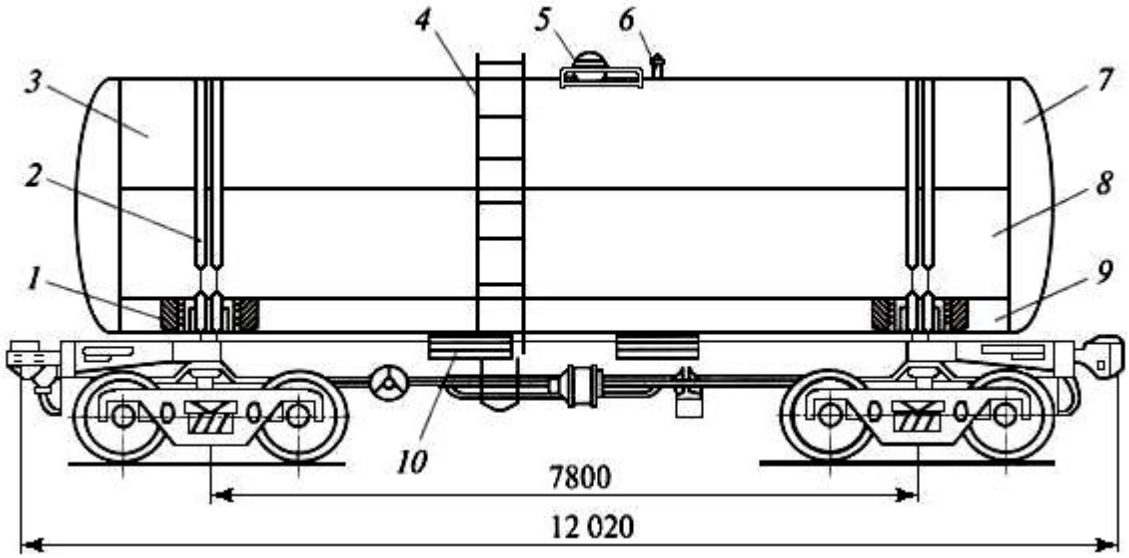


Рис. 2.6. Цистерна для світлих нафтопродуктів моделі 15-1443:
1 – дерев'яні бруски; 2 – хомути; 3 – верхня частина котла;
4 – драбина; 5 – люк; 6 – патрубок установки запобіжного (впускного) клапана; 7 – боковина котла; 8 – нижня частина котла;
9 – днище котла; 10 – зливні пристрої

Для повного зливу нафтопродукту з цистерни, нижня її частина має ухили до центру в межах 20 – 30 мм, де встановлюються зливні пристрої 10.

Перевезення цистерн по залізниці здійснюється на спеціальних чотири- і восьмивісних платформах, обладнаних ходовою частиною, системою амортизації і гальмування, вузлами зчеплення платформ, кріпленнями цистерн до платформи 1. Крім того, цистерни обладнуються зовнішніми 4 і внутрішніми сходами та оглядовими майданчиками.

Для перевезення застигаючих нафтопродуктів цистерна обладнується зовнішнім кожухом 10 товщиною 3 мм, який покриває 1/3 поверхні котла, що створює парову сорочку, яка, у свою чергу,

складається з ряду відсіків, що мають товщину (відстань від стінок кожуха до сорочки) 30 – 40 мм. Впуск пари в парову сорочку здійснюється через патрубок, що знаходиться на зливному приладі. Конденсат стікає по жолобу в нижню частину сорочки і видаляється з неї через патрубки, розташовані в торцях цистерни. Тиск пари, що подається в парову сорочку зазвичай не перевищує 0,3 МПа.

Залежно від моделі цистерни в верхній частині котла може бути встановлена одна або дві горловини, обладнані кришкою і «дихальною» арматурою. За допомогою горловини здійснюється можливість проводити зачисні роботи і зливо-наливні операції при несправності нижніх зливних приладів або в разі, коли це передбачено технологією процесу.

До крайніх опор котел притягнутий стяжними хомутами 2, призначеними для запобігання вертикальних і поперечних його переміщень відносно рами.

Особливістю конструкції рами цистерни моделі 15-1443 є відсутність бічних поздовжніх балок, наявність потужних кінцевих балок і полегшених поздовжніх бічних балок лише на кінцях рами. Відсутні також проміжні поперечні балки.

Унаслідок цього маса тари цистерни зменшилася на 1,4 т. При такій конструкції сили, що діють на цистерну, сприймаються котлом, жорсткість якого значно вище жорсткості поздовжніх бічних балок, і потім через крайні його опори передаються на візки.

Котел включає циліндричну обичайку, зварену з п'яти поздовжніх листів: нижнього 9 – 11 мм, двох бічних 8 і двох верхніх 3 товщиною по 9 мм, двох днищ 7 товщиною по 10 мм кожна (рис. 2.6).

При перевезенні в'язких нафтопродуктів у ряді випадків використовуються цистерни, обладнані стаціонарними трубчастими підігрівачами. Котел такої цистерни покривають посиленою ізоляцією із застосуванням рідкого скла і металевої сітки. Температуру продукту можна підтримувати досить тривалий час – звідси і назва «цистерна – термос».

Для наливу нафтопродуктів, огляду внутрішніх частин котла і його очищення використовується люк 5 діаметром 570 мм, що герметично закривається кришкою. Кришка кріпиться до люка вісьмома відкидними болтами. На опорне кільце горловини люка встановлюють ущільнене кільце з бензоморозостійкої гуми. Усередині люка 5 розміщені привід основного затвора зливного приладу і дві сегментні планки, призначені для контролю за

граничними рівнями наливу вантажу. Поруч із люком розміщений патрубок 6 установки запобіжного (впускного) клапана. При наливанні вантажу обсяг котла заповнюється тільки на 98 %. Відсотки вільного простору передбачаються на збільшення обсягу вантажу при його нагріванні.

Усі поздовжні листи і днища котла з'єднані стиковими зварними швами. Внутрішній діаметр котла 3000 мм, а зовнішня довжина – 10 770. Котел має нижній злив, обладнаний універсальним зливним пристроєм. Для забезпечення повного зливу продукту нижній броньовий лист котла має ухил до зливного пристрою, утворений виштамповуванням нижнього листа на глибину 20 – 30 мм. Для підйому на цистерну з обох боків поблизу від люка закріплені металеві сходи 4, а нагорі зроблений майданчик безпечного обслуговування під час огляду та промивання котла. Всередині котла також є сходи, які спираються на нижній лист. Котел виготовлений зі сталі 09Г2С.

Котел на рамі кріплять у середній і кінцевих її частинах. Для компенсації зміни лінійних розмірів котла при зміні температури зовнішнього повітря тільки середня частина котла жорстко скріплена з рамою фасонними лапками 3 (рис. 2.7), привареними до нижнього листа 1 і з'єднаними болтами 2 з лапками 4 хребтової балки 5 рами.

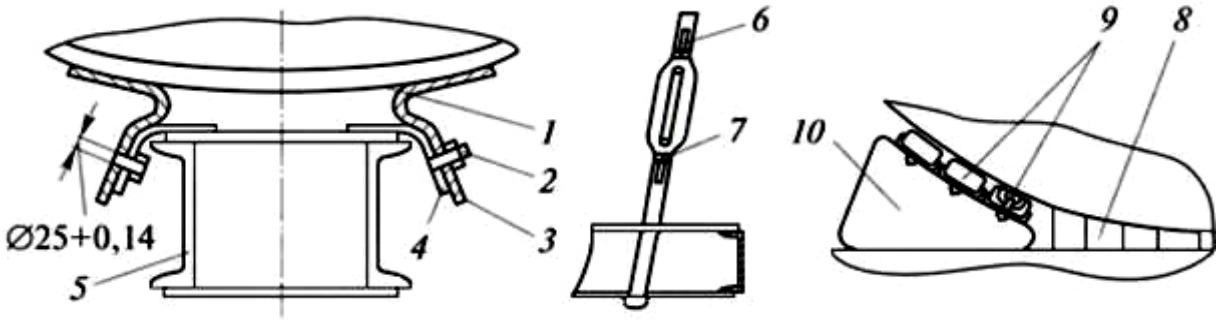


Рис. 2.7. Кріплення котла до рами

Кінцеві частини котла вільно лежать на дерев'яних брусках 8, 9, укріплених на шворневих балках рами. Для запобігання вертикальних і поперечних переміщень передбачені хомути 6, якими кінцеві частини котла за допомогою гвинтових муфт 7 кріпляться до крайніх опор 10.

Універсальний зливний прилад (рис. 2.8) цистерн загального призначення служить для зливу вантажу з котла, а при необхідності – наливу знизу за допомогою насоса.

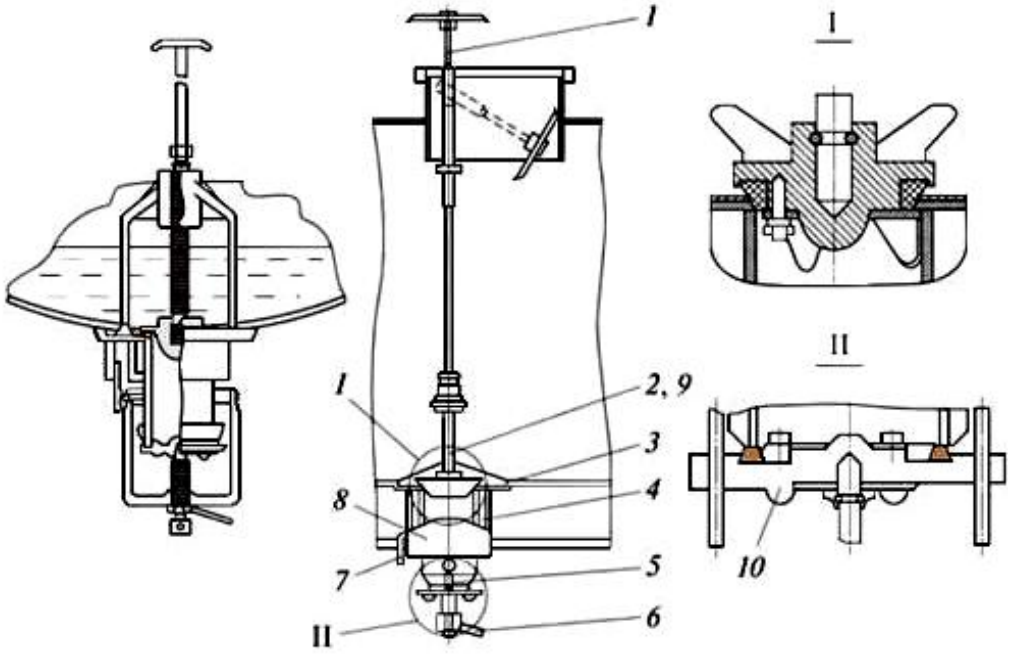


Рис. 2.8. Конструкція універсального зливного приладу

Зливний прилад кріпиться до нижнього листа в середній частині котла. Злив проводиться через патрубок 8, приварений до сідла клапана 3. Прилад складається із штанги 2 і 9, клапана 3, кришки 11 із запірним пристроєм 6. Відкриття та закриття клапана здійснюються обертанням воротка 1, з'єднаного зі штангою 9. У неробочому положенні комірець 1 повинен бути опущений в горловину люка-лазу. Перед зливом кришка із запірним пристроєм повинна бути відведена вбік і підвішена на гачку 5. Прилад має патрубок 7 для подачі пари або гарячої води в порожнину 4 для розігріву вантажу в приладі.

У даний час на всі споруджувані цистерни для перевезення світлих нафтопродуктів встановлюються зливні прилади з трьома незалежними затворами.

Високов'язкі нафтопродукти (бітуми) перевозять у *бункерних напіввагонах* вантажопідйомністю 40 т. Один бункер має ємність 12 м^3 та обладнаний стулковою кришкою і паровою сорочкою. Для вивантаження бітуму досить після попереднього підігріву звільнити бункер від фіксаторів і за рахунок зміщення центру маси щодо точок

опор навантажений бункер перекинеться. Після вивантаження бункер повертається в колишнє вертикальне положення за рахунок того, що центр ваги порожньої місткості знаходиться нижче точок опор.

Залізничні цистерни можна класифікувати за такими ознаками:

– за призначенням: для наливних вантажів, зріджених, в'язких, таких, що тужавіють;

– за наявністю теплових пристроїв: без додаткових пристроїв, з тіньовим захистом, з трубчастими змійовиками підігріву, з нагрівальним кожухом, з термоізоляцією, з термоізоляцією і нагрівальним кожухом, з термоізоляцією і трубчастими електронагрівачами, з термоізоляцією і трубчастими змійовиками підігріву, пристроєм аеропневмовивантаження;

– за конструкцією несучих елементів: рамні або безрамні;

– за способом завантаження: відкриті, закриті;

– за способом вивантаження: під тиском (передавлюванням, сифонуванням, аеропневматичним) – верхні й нижні; без тиску (самопливом);

– за станом вантажу при русі: цистерни під тиском, без тиску;

– за способом розігрівання вантажу в котлі: з паропідігрівом – зовнішнім (кожух, змійовики), внутрішнім (змійовики); з електропідігрівом (електронагрівачем);

– за підтримкою температурного режиму вантажу: з термоізоляцією, без термоізоляції;

– за осністю: чотири-, восьмивісні;

– за габаритами: ГОСТ 9238-83;

– за належністю: парк УЗ; парк промислового транспорту;

– за вантажопідйомністю: від 23 до 120 тонн.

Так, в експлуатації є чотиривісні цистерни об'ємом 60 $м^3$ з універсальними зливними приладами, у яких можна перевозити будь-які рідкі нафтопродукти.

Залежно від будови несучих елементів розрізняють конструкції, у яких всі основні навантаження, що діють на цистерну, сприймаються рамою котла, і конструкції, в яких ці навантаження сприймаються котлом (безрамні цистерни).

У рамній конструкції котел з пристроями встановлюється на платформу, що включає раму, гальмовне та автозчіпне обладнання і ходову частину.

Платформа (рис. 2.9) складається з рами зварної конструкції, автоматичного і ручного гальм, автоматичних ударно-тягових приладів і ходової частини.

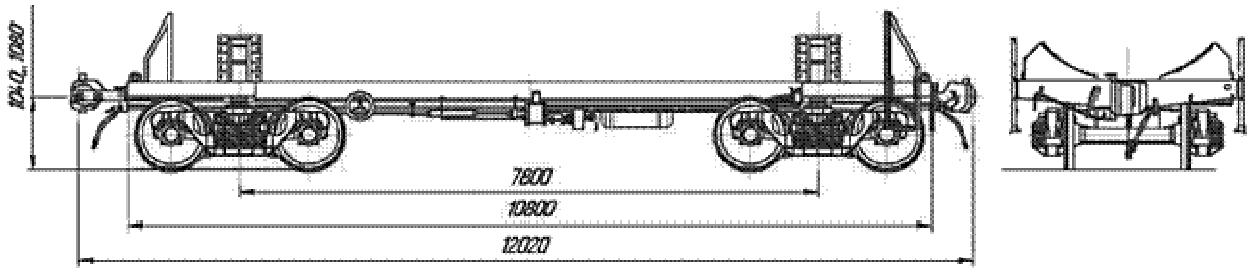


Рис. 2.9. Чотиривісна платформа

Ходова частина платформи складається з двох двовісних візків ЦНДІ З-0 моделі 18-100 за ГОСТ 9246-79.

Ударно-тягові прилади включають у себе автозчепку, що поглинає енергію, тяговий хомут, клин хомута, кріплення тягового хомута, балку, центруючу з двома маятниками, розчіпний важіль.

Стоянкове гальмо призначене для загальмування цистерни на вантажно-розвантажувальних пунктах.

Для забезпечення експлуатації залізничних цистерн, їх завантаження та вивантаження використовується запобіжно-контрольна арматура, частина з якої встановлюється на котлах. Цистерни обладнані запобіжними клапанами. Вони мають різний регулювальний тиск від 0,07 до 20,0 МПа. Для нафти і нафтопродуктів – зазвичай 0,15 МПа. Встановлюються також запобіжно-впускні клапани. При підвищенні тиску в котлі до величини, на яку розрахована пружина клапана, її опір долається і клапан піднімається вгору, відкриваючи вихід газу в атмосферу. При зниженні тиску нижче атмосферного, стискається пружина, впускний клапан опускається і сполучає порожнину котла з атмосферою.

Запобіжний (впускний) клапан (рис. 2.10) має роздільне регулювання зусилля затяжки пружини 1 клапана максимального тиску 2 і пружини 3 вакуумного клапана 4. Регулювання клапанів проводиться на надлишковий тиск 0,15 МПа і на розрідження 0,01 – 0,02 МПа. Для запобігання порушення регулювання на запобіжно-впускний клапан встановлюються дві пломби.

Люк-лаз (рис. 2.11) діаметром 570 мм герметично закривається кришкою 1. У нових конструкціях застосовується кришка з ригельним запором, що включає ригель 6, відкидний болт 5 і захисну скобу 2. Ця конструкція забезпечує надійність ущільнення, зручність

і безпеку обслуговування. У горловині люка приварені сегменти 3 для контролю рівня наповнення і прикріплені внутрішні сходи для доступу всередину котла.

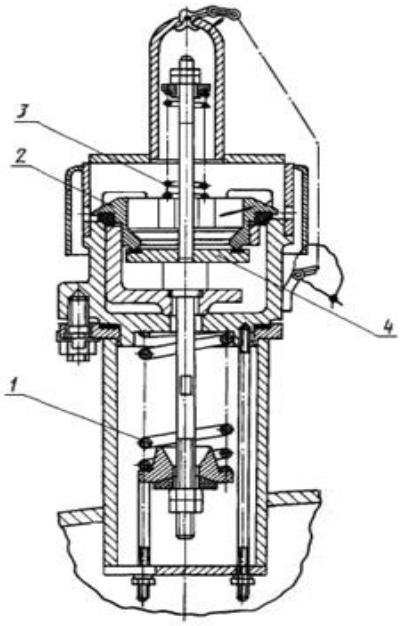


Рис. 2.10. Запобіжний (впускний) клапан

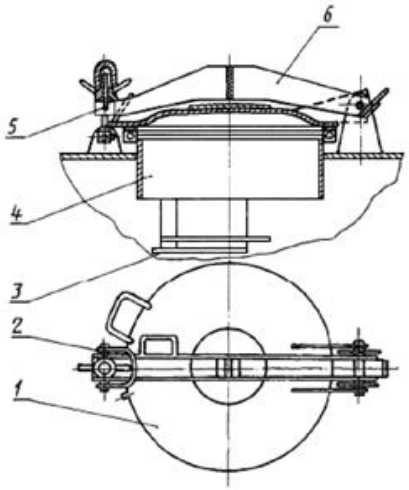


Рис. 2.11. Люк-лаз

Цистерни із *зовнішнім паровим обігрівом* (рис. 2.12) відрізняються від звичайних тим, що нижня половина котла цих цистерн обладнана паровою сорочкою товщиною 3 – 4 мм і площею нагріву до 1/3 поверхні котла, тобто близько 40 м^2. Відстань між листами парової сорочки і зовнішньою поверхнею котла 36…50 мм.

Рис. 2.12. Залізнична цистерна з паровою сорочкою

Пара для розігріву нафтопродуктів перед зливом подається через штуцер парової сорочки універсального зливного приладу під тиском не більше 0,3 МПа, а конденсат випускається через два патрубки, що знаходяться на кінцях парової сорочки котла. Оскільки при випуску пари зливний прилад може розігрітися до температури понад 100°С, гумове кільце ущільнювача клапана зливного приладу замінено алюмінієвим.

Цистерни з паровою сорочкою випускаються вантажопідйомністю 50 і 60 т. Один з істотних недоліків цих цистерн – деяке збільшення ваги тари. Маса парової сорочки цистерн останніх випусків знижена з 1,2 до 0,8 т.

Цистерни-термоси призначені для перевезень гарячих високов'язких нафтопродуктів. Котел цієї цистерни покритий тришаровою теплоізоляцією (перший шар – суміш 30 % азбестита і 70 % інфузорної землі, другий шар – мішковина, просочена рідким склом і укріплена металевою сіткою, третій шар – шевелін товщиною 100 мм).

Перевезення наливних вантажів з *двофазним середовищем* здійснюється в залізничних цистернах різних типів: вагонах-цистернах звичайних і обладнаних стаціонарними паровими змійовиками; цистернах-термосах звичайних і обладнаних стаціонарними паровими змійовиками (рис. 2.13); цистернах із зовнішньої підігрівальною сорочкою.

Рис. 2.13. Залізнична цистерна зі стаціонарним теплообмінником

Змійовики в цистернах встановлюються з урахуванням температурних деформацій при нагріванні й охолодженні. Поверхня нагріву змійовика у чотиривісної цистерни 34 м^2. Корисна місткість котлів цистерн із змійовиками зменшується на 1,5 %. З цистерн,

обладнаних внутрішніми стаціонарними паровими змійовиками, злив високов'язких вантажів можна проводити в пунктах, що не мають спеціального обладнання. Однак такі цистерни відрізняються недосконалістю конструкції і недостатньо надійні через частий вихід змійовиків з ладу під дією динамічних навантажень і температурних деформацій. При псуванні змійовиків видалення вантажу з цистерн украй утруднено. Тому такі цистерни широкого застосування не отримали і використовуються тільки в харчовій промисловості в обмежених масштабах.

Цистерни-термоси мають теплову ізоляцію, зовні захищену спеціальним кожухом. Завдяки цьому налитий у цистерну вантаж прибуває в пункт призначення з порівняно високою температурою і зливається з незначним підігрівом або без підігріву. Це можливо при перевезенні вантажів, які не застигають на відстані до 400 км з високою швидкістю і при сприятливих атмосферних умовах.

При тривалому перевезенні вантаж, що збільшує в'язкість при охолодженні, до пункту призначення прибуває застиглим і злив його без підігріву неможливий. Тому частина цистерн-термосів забезпечується змійовиками зі зменшеною поверхнею нагріву (20 $м^2$). При цьому корисна місткість котла зменшується, а маса тари приблизно на 5 тонн більше маси тари звичайної цистерни.

Принцип роботи зазначених вище цистерн заснований на передачі тепла від теплоносія до вантажу і зменшенні в'язкості останнього за рахунок підігріву. Він ефективний тільки з продуктами, що мають велику теплопровідність і розм'якшуються при незначному підігріві. Двофазні вантажі, як правило, мають невелику теплопровідність і їх підігрів при зливі вимагає значних витрат часу. Так, для розігріву в цистерні осаду антраценової фракції висотою 80 см до 70°С (при даній температурі сировина не містить кристалів) необхідно затратити близько 80 годин при температурі теплоносія 100°С. Тому використання безпосереднього розігріву для прискорення видалення вантажів з двофазним середовищем із залізничних цистерн ефекту зазвичай не дає.

Залізницею нафтопродукти (зазвичай масла) перевозять також *контейнерами*, що являють собою невеликі цистерни вантажопідйомністю 2,5 або 5 тонн. Вони встановлюються на платформи, доставляються до місця призначення, розвантажуються за допомогою крану та автотранспортом транспортуються до споживачів.

2.4.4. Зливно-наливні операції та обладнання

Злив і налив нафтопродуктів у залізничні цистерни на нафтобазах здійснюється на спеціально облаштованих *зливно-наливних естакадах*. На нафтобазу цистерни з нафтопродуктами, а також вагони з тарними та допоміжними вантажами подаються локомотивами по під'їзних коліях з найближчої станції магістральної залізниці. Залежно від виконуваних операцій усі під'їзні колії поділяються на основні, що забезпечують рух, злив та налив нафтопродуктів; допоміжні – для навантаження і розвантаження тарних та допоміжних вантажів; обгінні – для здійснення маневрових операцій. На основних коліях розташовують зливно-наливні пристрої і цей комплекс утворює зливно-наливний фронт.

Зливно-наливні пристрої розміщують на прямій ділянці залізничної колії, протяжність якої залежить від обсягу зливно-наливних операцій, однак приймається не більше максимальної довжини одного маршрутного потягу залізничних цистерн. При використанні двостороннього зливно-наливного пристрою, коли цистерни розташовано на двох суміжних коліях, відстань між ними вибирається за габаритом наближення будівель до рухомого складу. Відстань від зливно-наливного пристрою до сусідніх колій, по яких передбачено рух локомотивів, з протипожежної безпеки має бути не менше 20 метрів.

Нафтовантажні операції на естакадах можуть проводитися одночасно з декількома або одиночними цистернами, причому часто застосовують або закритий, або відкритий спосіб зливу і наливу нафтопродуктів.

До закритого способу зливу й наливу нафтопродуктів належить такий, що застосовують тільки при повній герметизації технологічного обладнання та приладів, що з'єднують цистерни з приймально-роздавальними трубопроводами. В такій ситуації виключається можливість контакту струменя нафтопродукту з атмосферним повітрям. Перевагою такого способу є скорочення або навіть недопущення втрат нафтопродуктів від випаровування і витоків, а також підвищення пожежної безпеки.

До відкритого способу зливу і наливу цистерн належить такий, при якому відсутня повна герметизація устаткування і спостерігається розбризкування нафтопродукту.

У зв'язку з вимогами протипожежної безпеки злив і налив нафтопродуктів з температурою спалаху до 61°С (тобто легкозаймистих нафтопродуктів) повинен здійснюватися закритим способом. Мазут, масла і високов'язкі нафтопродукти допускається зливати і наливати відкритим способом.

У роботі нафтобазового господарства використовуються в основному такі способи зливу й наливу нафтопродуктів:

– злив нафтопродуктів із залізничних цистерн через горловину цистерн (верхній злив цистерни);

– злив нафтопродуктів через нижні зливні пристрої (нижній злив);

– злив нафтопродуктів із залізничних цистерн через нижні зливні пристрої у жолоб або місткість, що знаходиться безпосередньо під рейками або вздовж них (міжрейковий злив цистерн);

– налив нафтопродуктів у залізничні цистерни через горловину (верхній налив).

Верхній злив застосовується в тих випадках, коли цистерни не обладнані приладами нижнього зливу або якщо прилади знаходяться в несправному стані та їх не можна відкривати при наявності нафтопродуктів у цистерні. У зв'язку з цим на всіх діючих і споруджуваних залізничних зливно-наливних установках повинні бути передбачені пристрої для забезпечення як нижнього, так і верхнього зливу з урахуванням того, що в парку діючих залізничних цистерн усе ще перебуває значна частина цистерн, не обладнаних нижніми зливними приладами, що відповідають сучасним вимогам.

Спосіб верхнього зливу цистерн порівняно зі способами нижнього зливу більш складний, оскільки умови роботи пов'язані з витратою значного часу на злив (особливо при організації робіт із зачистки залишків нафтопродуктів з цистерн). У літній період при високих температурах виникають труднощі при зливі бензинів – високий тиск насичених парів, швидке зношування прогумованих напірних рукавів, необхідність значної чисельності обслуговуючого персоналу.

Верхній злив нафтопродуктів має цілу низку недоліків порівняно з нижнім:

– значні втрати від випаровування;

– зриви насосів при зливі продуктів з високим значенням тиску насичених парів;

– застосування вакуумних насосів для заповнення всмоктувальних комунікацій.

На даний час верхній налив використовується значно частіше через простоту, хоча також має суттєві недоліки (підвищене випаровування, пожежна небезпека та ін.).

Існуючі способи зливу і наливу цистерн характеризуються відповідними технологічними схемами.

На рис. 2.14 показаний верхній відкритий налив нафтопродуктів. Тут кінець наливного стояка 4 піднято над горловиною цистерни на висоту h таким чином, щоб мати можливість кінець крутного стояка підводити до горловини. Відкритий налив за такою схемою можливий, коли кінець стояка має жолоб з бензовогнестійкого матеріалу і може бути використаний для наливу таких нафтопродуктів, як мазут, масло і т. д.

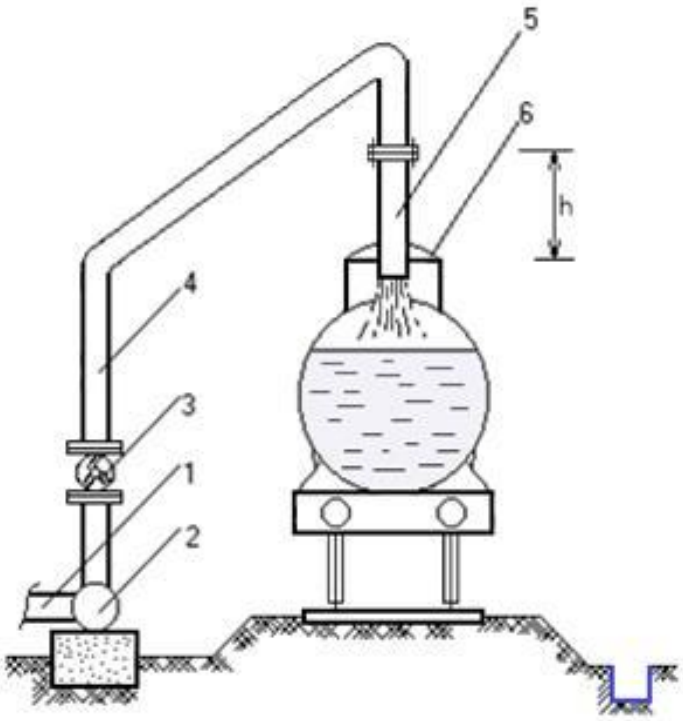


Рис. 2.14. Верхній відкритий налив: 1 – приймальна труба; 2 – наливний колектор; 3 – засувка; 4 – наливний стояк; 5 – рукав; 6 – горловина

На рис. 2.15 наведена схема глибинного верхнього наливу залізничних цистерн. У цьому випадку на кінці наливного стояка підвішують гнучкий бензостійкий рукав 5, довжиною не менше 4 м. При визначенні довжини рукава враховують можливі відхилення осі ковпака цистерни відносно осі наливного стояка з таким

розрахунком, щоб кінець рукава доходив до днища цистерни. У початковий момент наливу спостерігається розбризкування нафтопродукту і змішання його парів з атмосферним повітрям, але потім ці процеси припиняються, оскільки струмінь нафтопродукту знаходиться в заглибленому стані.

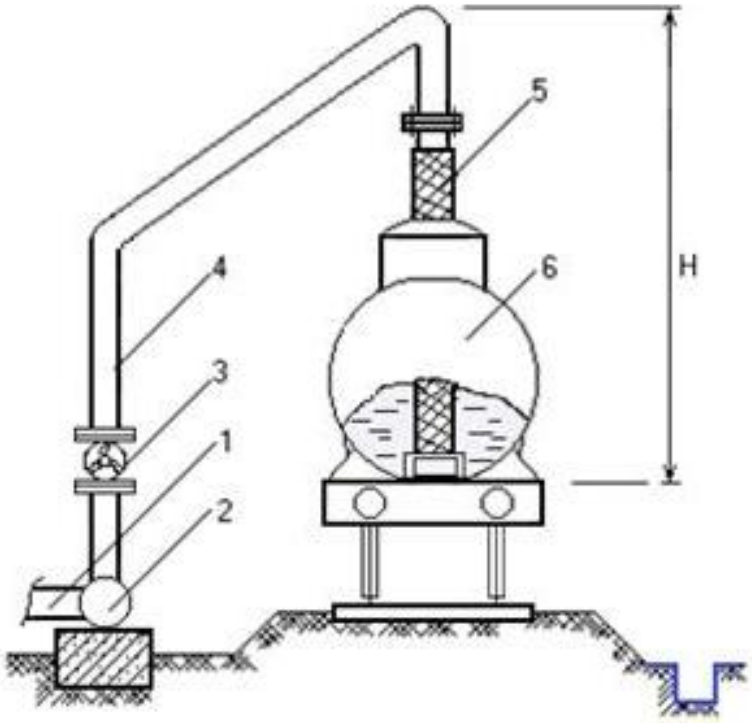


Рис. 2.15. Верхній глибинний налив: 1 – приймальна труба; 2 – колектор; 3 – засувка; 4 – стояк; 5 – рукав; 6 – цистерна; 7 – наконечник

На рис. 2.16 показаний зливно-наливний стояк для верхнього і нижнього зливу й наливу нафтопродуктів. Різниця з попередньою схемою полягає в тому, що в цистерну під час зливання продукту опускаються два рукави, розраховані на різну пропускну здатність, що дозволяє максимально вибрати залишки нафтопродукту. Крім того, стояк додатково обладнаний установкою нижнього зливу, герметично з'єднаною зі зливним пристроєм цистерни і колектором. При цьому є повна гарантія запобігання витиканню нафтопродукту, як у процесі зливу з цистерни, так і після наливу. Це забезпечується тим, що пристрій для зливу і наливу від'єднують від зливного патрубка цистерни і прибирають з-під цистерни поворотом у неробочий стан тільки після того, як цистерна буде повністю звільнена від нафтопродукту і клапан зливного приладу буде поставлений у положення «закрито».

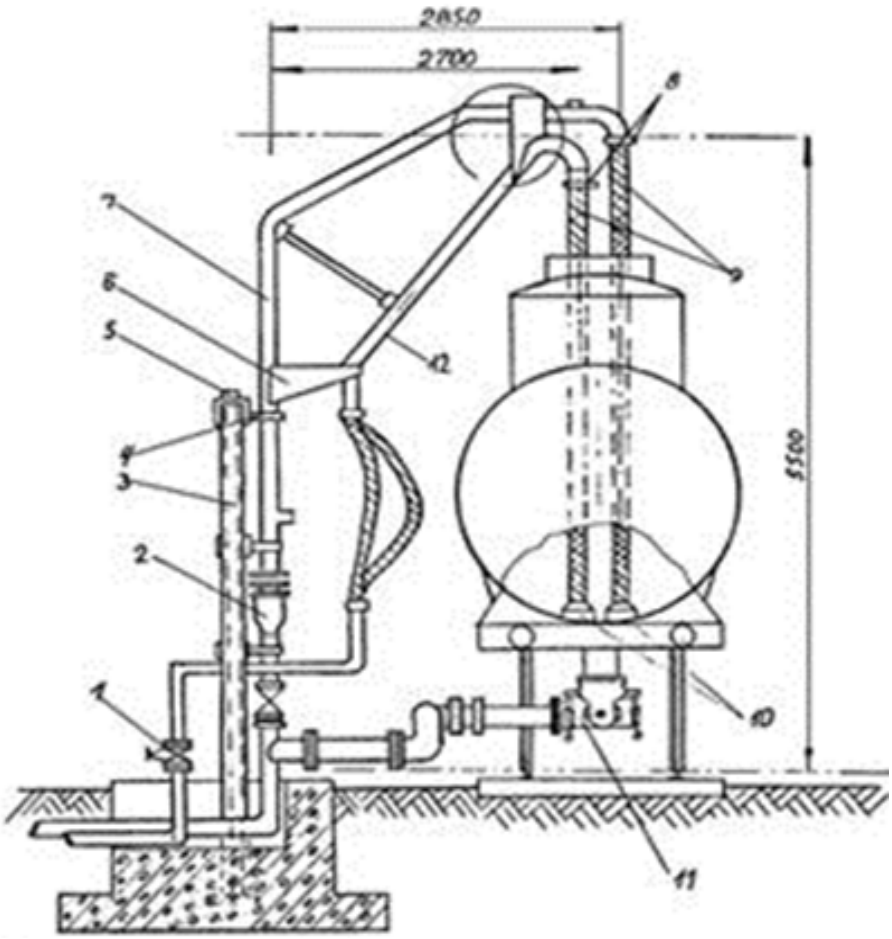


Рис. 2.16. Зливно-наливний стояк (верхній і нижній злив і налив нафтопродуктів): 1 – вентиль; 2 – поворотний пристрій із сальниковим набиванням; 3 – опорний стояк; 4 – хомут; 5 – стопор-обмежувач; 6 – косинка; 7 – стояк; 8 – з'єднання шланга зі стояком; 9 – шланг (рукав); 10 – наконечник; 11 – установка нижнього зливу; 12 – зачисний трубопровід

Схема нижнього зливу через зливний пристрій цистерни наведена на рис. 2.17. Злив відбувається самопливом за допомогою пересувного лотока 2 легкої конструкції, верхній кінець якого підводиться під зливний прилад 1 (типу СПГ) цистерни, а нижній – у бічний колектор 4 і далі в нульовий резервуар 6, обсяг якого повинен становити 50 – 100 % сумарного обсягу прийнятих на естакаді цистерн. При необхідності підігріву нафтопродукту можуть бути використані пересувний лотік 2 з паровою сорочкою 3 або електропідігрівом. Для зменшення часу зливу нафтопродукту в цистерні може бути створено підвищений надлишковий тиск за допомогою компресорної станції (КС).

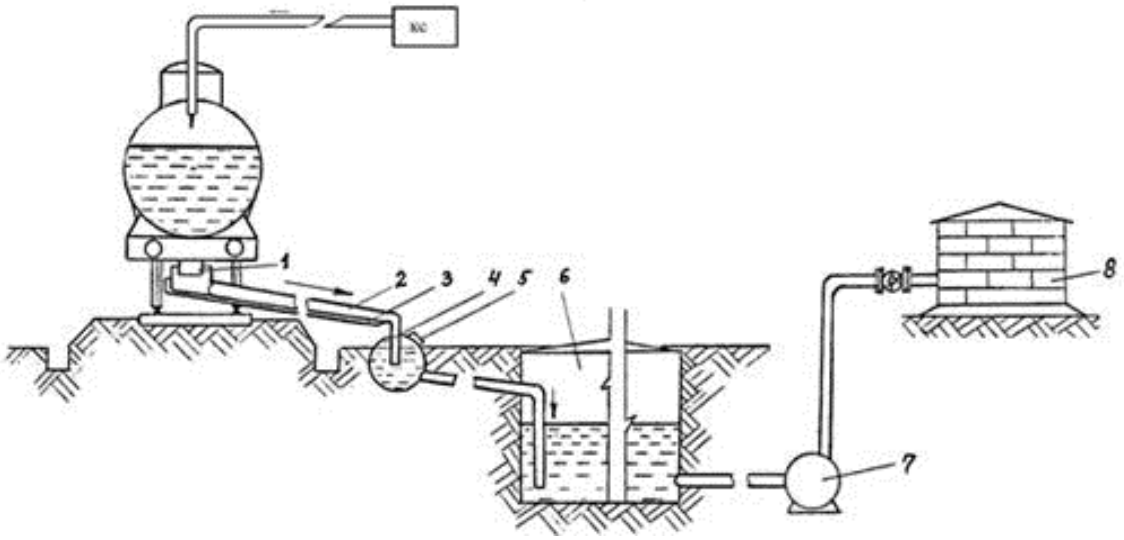


Рис. 2.17. Схема зливу темних нафтопродуктів: 1 – зливний прилад; 2 – переносний зливний лотік; 3 – парова сорочка; 4 – колектор з паровим супутником; 5 – кришка; 6 – нульовий резервуар; 7 – насос; 8 – резервуар

З недоліків схеми можна відзначити те, що описаний спосіб є відкритим і застосовується тільки для зливу темних нафтопродуктів.

Більш досконалою слід вважати схему, наведену на рис. 2.18, де показано закритий прямоточний злив нафтопродуктів у міжрейковий жолоб з бічною місткістю або розташованою безпосередньо під рейками.

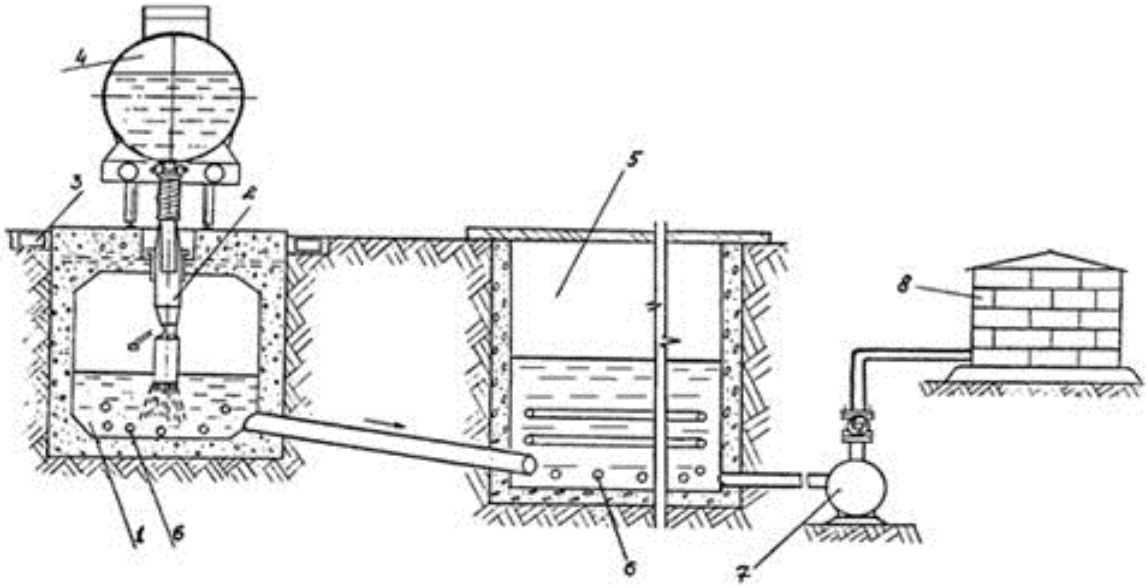


Рис. 2.18. Міжрейковий злив темних нафтопродуктів:
1 – міжрейковий жолоб; 2 – зливний пристрій; 3 – каналізаційний лотік; 4 – цистерна; 5 – залізобетонний нульовий резервуар; 6 – парові змійовики; 7 – насос; 8 – резервуар

Зливний жолоб круглого або прямокутного перетину виробляється з листової сталі або залізобетону. Жолоб зазвичай укладають на дно з ухилом 0,005…0,007(5…7 ‰) до відвідних труб, які у свою чергу прокладені з ухилом не менше 0,02 до приймальних резервуарів і обладнані гідрозатворами. Нульовий резервуар і жолоб, призначені для зливу нафти і нафтопродуктів, виконують ті ж функції, що і звичайні резервуари, тобто прийняття нафти, її зберігання і подальше відкачування. У нульовому резервуарі відбуваються великі й малі «дихання» (тобто виділення та розширення парів нафтопродуктів при підвищенні температури і навпаки), як у всіх наземних резервуарах. Тому всі нульові резервуари обладнують відвідними газоповітряними трубопроводами, у кінці яких встановлюють «дихальну» арматуру.

Злив масел, унаслідок значної цінності їх властивостей вимагає виконання особливих вимог і може проводитися відкритим і закритим способами. В обох випадках масла зливають у нульові резервуари. Залежно від розташування резервуарів і їх спеціалізації за окремими сортами масел залізничні цистерни для зливу встановлюють навпроти відповідного горизонтального резервуара. На рис. 2.19 наводиться схема зливу масел з групою підземних резервуарів і двома установками нижнього зливу.

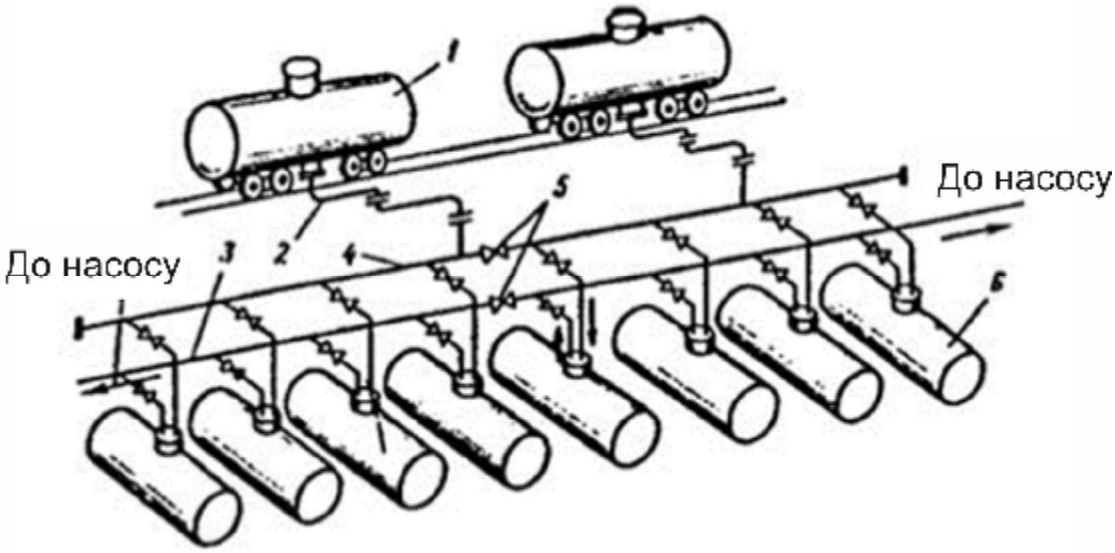


Рис. 2.19. Технологічна схема зливу масел: 1 – залізнична цистерна; 2 – пристрій нижнього зливу; 3 – колектор для зливу масел з підземного резервуара за допомогою насоса; 4 – колектор для зливу масла із залізничної цистерни; 5 – засувки; 6 – горизонтальний резервуар

За цією схемою забезпечується одночасний злив масел двох сортів або по черзі кількох сортів залежно від числа підземних резервуарів, установлених біля естакади. Тут закритий злив здійснюється через зливний колектор 4, розділений на дві частини засувкою 5. Обидві частини зливного колектора з'єднані з усіма підземними резервуарами та установками нижнього зливу 2. Дана схема дозволяє зливати масло будь-якого сорту, будь-якою установкою нижнього зливу і в будь-який резервуар. Крім того, можна забезпечити послідовний злив різних масел без їх змішування і самопливом звільняти зливні колектори від залишків продукту.

Маршрутний злив і налив нафтопродуктів на естакадах двостороннього типу (рис. 2.20) принципово не відрізняється від зливу і наливу на односторонніх естакадах.

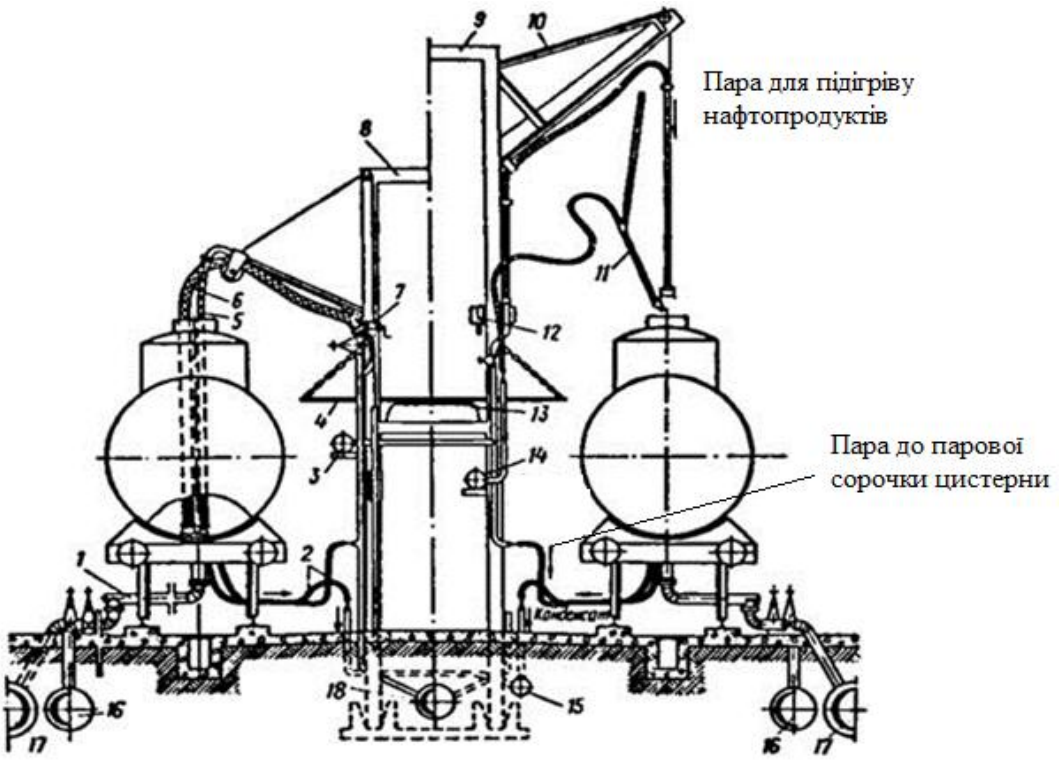


Рис. 2.20. Естакада для маршрутного зливу нафти і дизельного палива: 1 – зливний пристрій; 2 – рукава для подачі пари і відведення конденсату; 3 – колектор пари; 4 – відкидний місток; 5 – рукав для зачистки; 6 – зливний рукав; 7 – підйомно-поворотний пристрій; 8 і 9 – рами; 10 – укосина; 11 – апарат гідравлічного розмиву; 12 – лебідка; 13 – плита; 14 – колектор підігрітої нафти; 15 – колектор конденсату; 16 – труба нижнього зливу дизельного палива; 17 – труба зливу нафти; 18 – труба верхнього зливу дизельного палива

Колектори можуть розташовуватися під землею, у жолобах або споруджуватися над землею на естакаді.

Особливі труднощі зустрічаються при самопливному зливі нафтопродуктів з високим значенням насичених парів. Перекачування таких рідин, особливо в літню пору, супроводжується утворенням газових пробок у всмоктувальній лінії. Умови всмоктування можуть бути поліпшені за рахунок застосування ежекторів, дія яких заснована па передачі енергії від робочої рідини, що витікає з великою швидкістю, до всмоктувальних патрубків введених насосів. Такий злив із застосуванням останніх прийнято називати примусовим. Застосування ежекторів дозволяє не тільки зменшити вакуум, а й отримати в ньому надлишковий тиск і тим самим усунути умови кипіння рідини.

Ефективність застосування наведених схем у кожному конкретному випадку розраховується за ККД, що визначається як відношення корисної роботи до затраченої.

На рис. 2.21 наведені варіанти технологічних схем ежекторного зливу.

Схема **А** застосовується в тому випадку, коли тиск, що розвивається основним насосом недостатній для подолання всіх опорів комунікацій і створення в ежекторі необхідного напору $H_р$. У цьому випадку застосовується додатковий насос для живлення ежектора робочою рідиною з характеристиками $Q_р$ і $H_{дн}$.

Якщо робочий насос здатний перекачати витрату $Q_н = Q_р + Q_о$ за встановлену норму часу зливу, то трубопровід для подачі ежектору робочої рідини може бути підключений до нагнітальної лінії основного насоса (схема **Б**).

За схемою **В** потрібен тільки основний насос, при цьому його напір $H_н$ повинен бути більше всіх втрат напору в комунікаціях, а витрата насоса має бути більша за $(Q_н + Q_о)$.

За схемою **Г** ежектор сам перекачує нафтопродукт з цистерни в резервуар з розрахунковою подачею, а насос використовується тільки для подачі робочої рідини на ежекцію. Остання схема доцільна при незначних гідравлічних втратах напору в нагнітальній лінії (наприклад, резервуарний парк розташований значно нижче естакади).

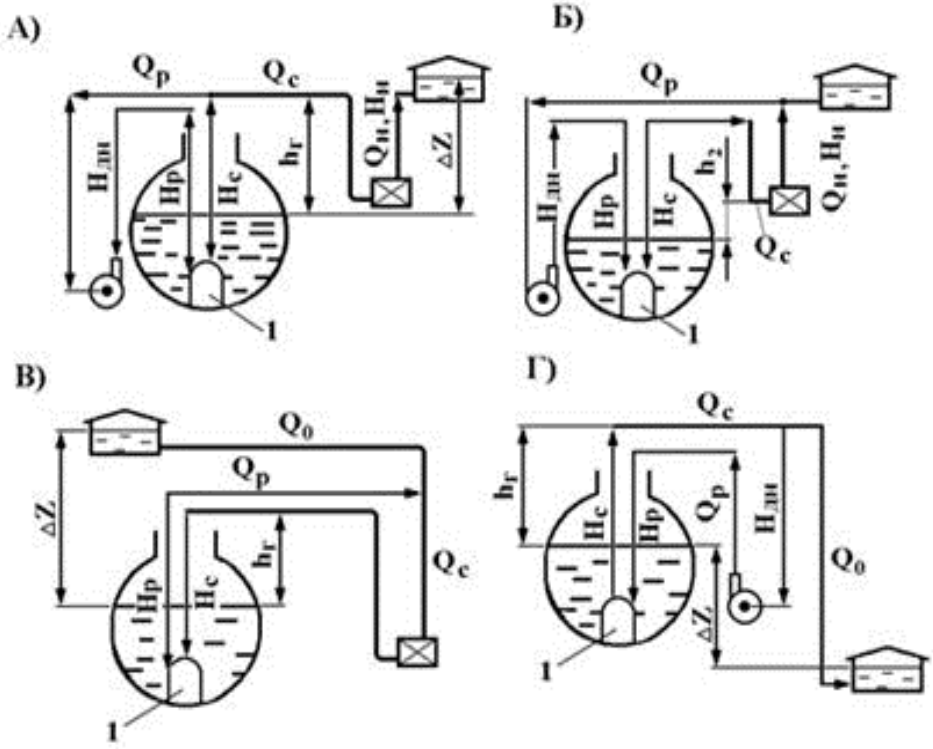


Рис. 2.21. Схеми ежекторного зливу нафтопродуктів із залізничних цистерн: $H_р$, $Q_р$– напір і витрата робочої рідини; $Q_н$, $H_н$ – витрата і напір основного насоса; $Q_о$ – розрахункова витрата; $Q_с$, $H_с$ – витрата і напір після ежектора; $H_{дн}$ – напір додаткового насоса; $h_г$ – гідростатичні втрати напору

Примусовий злив нафтопродуктів може здійснюватися, наприклад, за допомогою занурених насосів або за рахунок створення в цистерні надлишкового тиску, як показано на рис. 2.22. Для здійснення сифонного зливу (рис. 2.22, а) необхідно спочатку заповнити нафтопродуктом зливний стояк. Для цього зазвичай використовуються вакуум-насоси, які при зливі одиночних цистерн встановлюються прямо на стояку. При маршрутному зливі верхню частину стояка під'єднують до вакуум-колектора.

При верхньому зливі цистерн відцентровими насосами або самопливом установка додаткового поршневого вакуум-насоса необхідна не тільки для заповнення стояка і всмоктувальних трубопроводів. Практика показує, що в процесі зливу, коли рівень продукту в цистерні стає низьким і рідина, що зливається, не встигає підтікати до приймального рукава, біля його кінця утворюється повітряна воронка. Повітря з неї потрапляє у всмоктувальний трубопровід і в ньому утворюється повітряна пробка, яка веде до розриву суцільності потоку рідини і зриву роботи насоса. Це означає

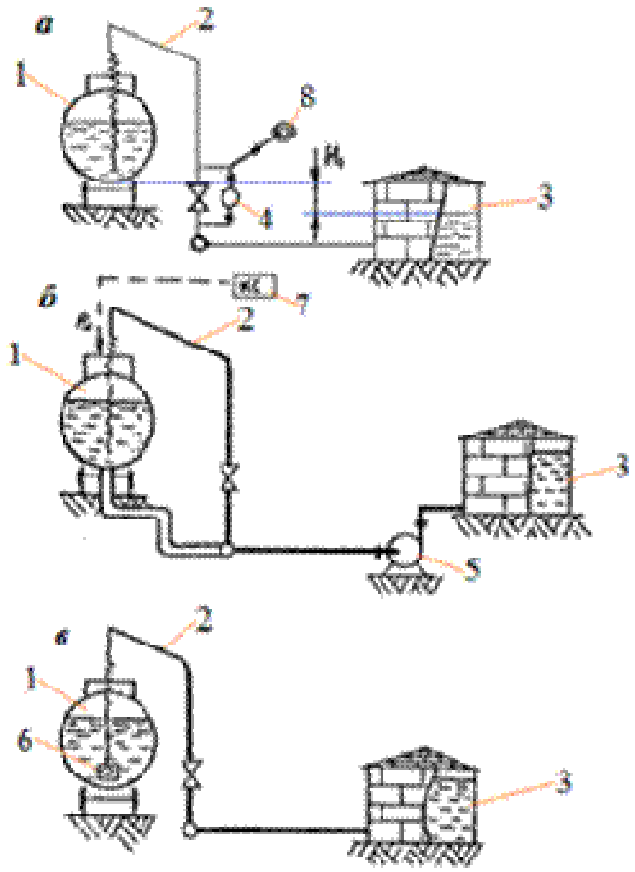


Рис. 2.22. Схеми зливу світлих нафтопродуктів із залізничних цистерн (а – сифонний слив; б – верхній і нижній зливи під надлишковим тиском; в – верхній злив за допомогою насосу): 1 – цистерна; 2 – зливний стояк; 3 – резервуар; 4 – вакуум-насос; 5 – насос; 6 – занурений насос; 7 – компресор; 8 – вакуум-колектор

закінчення «газової» операції і перехід на операцію зачистки – видалення залишків вантажу. Зачистка цистерн найбільш ефективна поршневими насосами.

Злив під надлишковим тиском (рис. 2.22, б) застосовують для скорочення часу даної операції. При цьому способі в котлі вагона-цистерни над поверхнею нафтопродукту створюють тиск, що не перевищує 0,05 МПа. Люк ковпака цистерни закривають герметичною спеціальною кришкою із штуцером для подачі стисненого повітря. Даний спосіб зливу характеризується більш низьким значенням втрат нафтопродуктів від випаровування.

Верхній злив за допомогою занурених насосів (рис. 2.22, в), змонтованих на кінці відпускного трубопроводу або гнучкого шланга, має практично ті ж переваги, що і злив за допомогою ежектора.

На рис. 2.23, а показана схема самопливного наливу при сприятливому рельєфі місцевості. Схема примусового верхнього наливу за допомогою насосів подано на рис. 2.23, б.

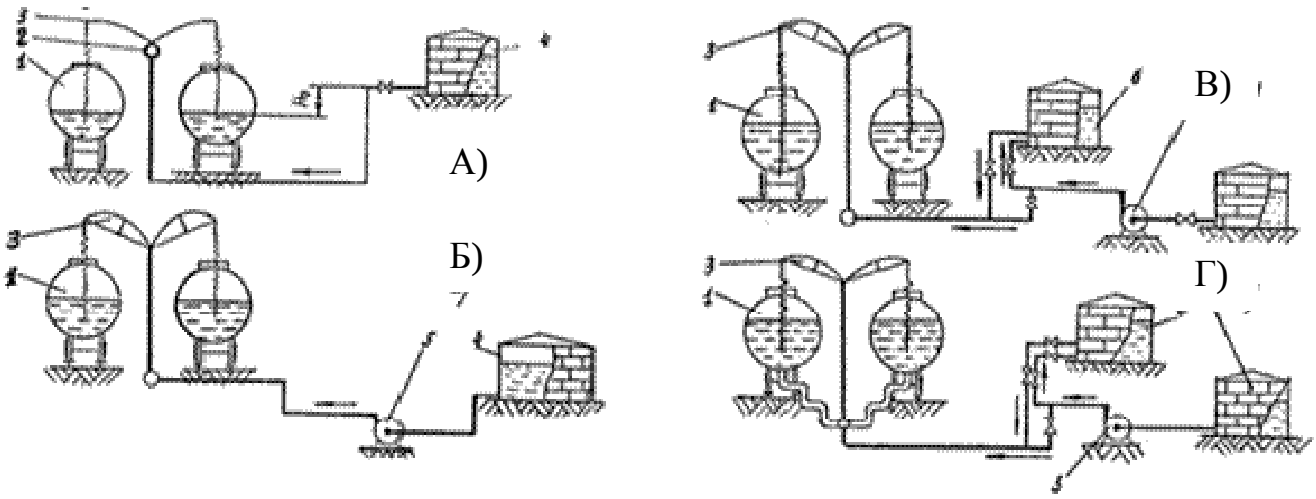


Рис. 2.23. Технологічні схеми наливу нафтопродуктів: А – верхній налив самопливом; Б – верхній налив за допомогою насоса; В – верхній налив через буферну ємність; Г – верхній і нижній налив за допомогою насоса і через буферну ємність

Налив через буферну ємність являє собою комбінацію перших двох способів і застосовується на нафтобазах при відвантаженні великого асортименту нафтопродуктів. Він дозволяє скоротити насосний парк нафтобази, оскільки після заповнення проміжної (буферної) ємності частина операції здійснюється самопливом.

На великих нафтобазах практикуються універсальні технологічні схеми зливу й наливу нафтопродуктів, як, наприклад, запропоновані на рис. 2.24.

Схема передбачає виконання таких операцій:

1 – злив через верхній ковпак або нижній прилад у нульовий резервуар;

2 – злив через верхній клапан або нижній прилад у резервуари, причому як з використанням насоса, так і без нього;

3 – відкачка нафтопродукту з нульового резервуара в приймальний резервуар;

4 – виконання операцій 1 і 3 одночасно;

5 – заповнення всмоктувального трубопроводу і стояка рідиною з приймального резервуара;

6 – налив цистерн за допомогою насоса або самопливом (за рахунок різниці геодезичних відміток рівня в цистерні та резервуарі).

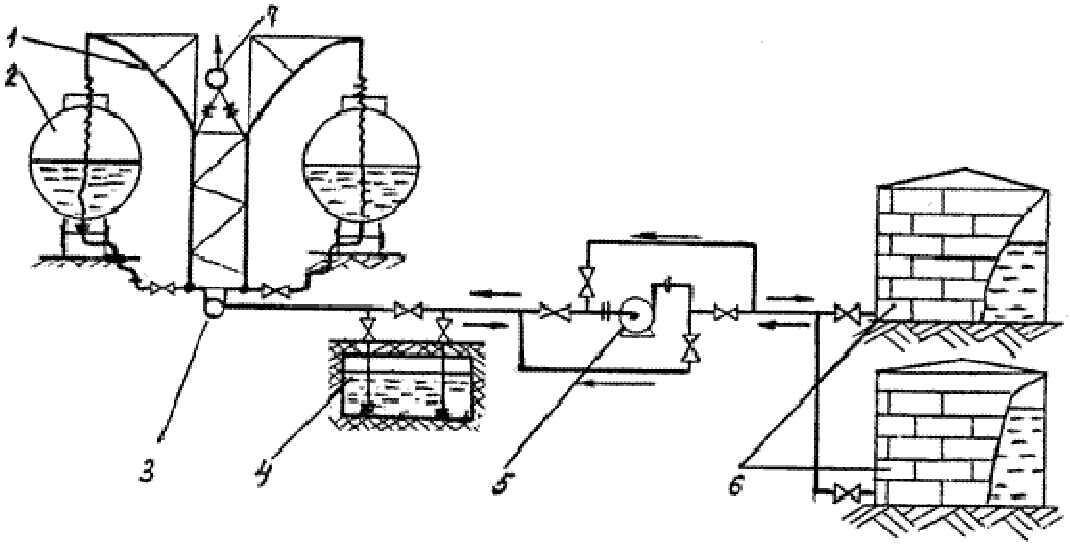


Рис. 2.24. Комбінований злив-налив залізничних цистерн: 1 – стояк; 2 – цистерна; 3 – колектор зливно-наливної системи; 4 – нульовий резервуар; 5 – насос; 6 – резервуари; 7 – вакуум-колектор

Незначні зміни в схемах можуть дозволити здійснювати ще додатково внутрішньобазові перекачування, злив та налив темних нафтопродуктів і т. ін. Найбільш вдалою технологічною схемою зливу і наливу слід вважати схему, що забезпечує проведення максимально можливого числа операцій при мінімумі витрат. На правильний вибір схеми впливають не тільки економічні показники (витрати на будівництво та експлуатацію), а також простій цистерн, будь-які проблеми, що пов’язані з експлуатацією, втрати нафтопродукту від витоків і випаровування, пожежонебезпека, число колекторів, довжина естакади тощо. Але в будь-якому випадку системи зливу і наливу повинні бути спроектовані та експлуатуватися відповідно до норм на проектування та правил технічної експлуатації.

2.5. Залізнична колія

Залізничні колії складаються з нижньої і верхньої частин (рис. 2.25, а, б). Ці об’єкти прийнято поділяти за такими ознаками: за тривалістю перебування на одному місці – постійні (рік і більше) й пересувні; за шириною колії – широкі (1520 мм) і вузькі (750 мм). Нижню частину колії формують земляне полотно, мости, шляхопроводи й підпірні стінки, а верхню – рейки зі скріпленнями, шпали, баластний шар і протиугони.

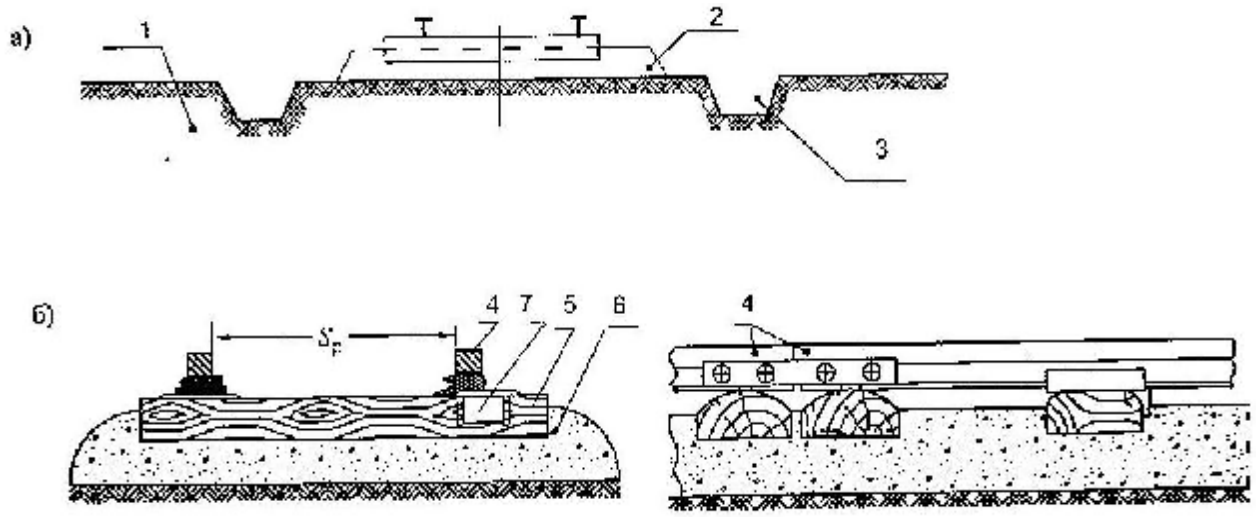


Рис. 2.25. Схема залізничної колії: а – нижня частина; б – верхня частина; 1 – земляне полотно; 2 – верхня частина; 3 – поздовжня водовідвідна канава; 4 – рейки зі скріпленнями; 5 – шпала; 6 – баласт; 7 – протиугін

Траса залізничної колії являє собою геометричну лінію в тривимірному просторі, що збігається у вертикальній площині з віссю колії, а в горизонтальній – з рівнем брівки земляного полотна (нова залізнична лінія) або головки рейки (діюча залізниця). Траса залізничної колії складається з прямолінійних ділянок, з'єднаних між собою кривими ділянками, її планують, виходячи з розрахунку мінімального обсягу земляних робіт. Положення траси визначають на початкових стадіях проектування з наступним уточненням на локальних ділянках уже під час розробки проектної документації.

Проекцію траси на горизонтальну площину називають *планом траси*.

Розгортку траси на вертикальній площині називають проектною лінією, або поздовжнім *профілем колії*. Він являє собою плавну лінію, що складається з горизонтальних та похилих ділянок, а також вертикальних кривих, які з'єднують ділянки з різними ухилами. Ухил шляху характеризує поздовжній профіль траси, а його величина визначається тангенсом кута нахилу (рис. 2.26), тобто

$$\mathrm{tg}\beta = \frac{h}{l}, \qquad (2.4)$$

де h – вертикальна висота підйому вантажу, м; l – горизонтальна проекція довжини транспортування, м.

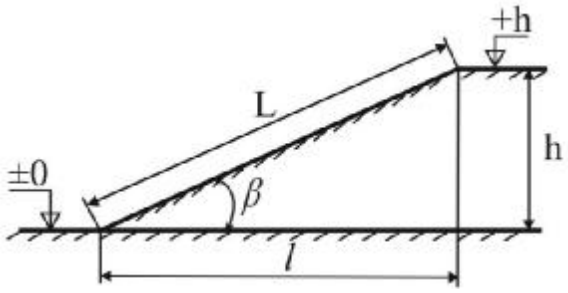


Рис. 2.26. Схема до визначення ухилу шляху

При незначних ухилах підйому β (для залізничного й автомобільного транспорту) припускають, що довжина транспортування L дорівнює величині проекції l, ухил шляху при цьому виражають у тисячних частках одиниці (проміле), тоді

$$i = 1000 \text{tg} \beta = 1000 \frac{h}{l} \text{ ‰}. \qquad (2.5)$$

Наприклад: коли висота підйому h = 30 м, а довжина транспортування L = 1000 м, ухил шляху буде дорівнювати 30 ‰, тобто $i = 1000 \frac{30}{1000} = 30 \text{‰}$.

Керівний розрахунковий ухил визначають з урахуванням рельєфу, інтенсивності руху, тягових властивостей локомотива і кліматичних умов місцевості.

Постійні колії. Нижню частину цих об’єктів створюють штучно. Поперечний профіль земляного полотна виконують таким чином, щоб забезпечити стійкість, дренаж і захист від поверхневих вод. Для створення можливості перетину залізничних і автомобільних доріг на різних рівнях будують шляхопроводи. Конструкція верхньої частини колії подана на рис. 2.25, б. Параметри верхньої частини колії визначають з огляду на умови міцності й економічності. Рейки виготовляють із спеціальної рейкової сталі й термічно обробляють. Цифри в позначенні рейки означають округлену величину маси одного метра в кілограмах. Залежно від вантажонапруженості зазвичай застосовують рейки Р50 (розраховані на перевезення 5...15 млн т/рік), Р65 (15...40 млн т/рік), та Р75 (40...60 млн т/рік). Шпали являють собою опори для рейок, вони забезпечують незмінність взаємного положення рейкових ниток, сприймають тиск рейок і передають його на баласт. Найчастіше застосовують дерев'яні,

просочені креозотом, шпали, а також залізобетонні й рідко металеві. Проміжні скріплення слугують для з'єднання рейок зі шпалами, вони бувають костильні, шурупні й болтові. Стикові з'єднання сполучають між собою рейки, вони можуть бути механічними або зварними. Для баласту використовують щебні міцних гірських порід та інші місцеві матеріали. Радіуси кривизни залізничних колій визначають з урахуванням особливостей конструкції транспортних засобів та виходячи з економічних міркувань. Залежно від умов експлуатації транспортних засобів значення цього параметра перебуває в межах 100...250 м. Ділянка залізниці з однаковим ухилом називається елементом профілю, його довжина має бути не менше 100...200 м. Елементи профілю у вертикальній площині з'єднують між собою кривими колій, радіус яких становить 2000...5000 м (у складних умовах 1000...2000 м).

Експлуатація колії передбачає запровадження певних організаційних і технічних заходів, що забезпечують економічність і безпечність процесу. У межах організаційних заходів складають графіки планово-попереджувального ремонту й поточного утримання колії, забезпечують необхідними матеріалами та виконують ремонтні роботи, здійснюють міжремонтне обслуговування серед заходів технічного спрямування – заміна зношених або поламаних деталей колії (рейок, шпал і скріплень); усунення несправностей колії (перекосу шпал, розширення колії, осідання і викривлень у плані, виправлення стикових зазорів меж рейками); очищення й змащення стрілкових переводів; очищення колійної решітки й баласту; підтримка профілю земляного полотна; снігоочищення й дренаж. Колію звільняють від снігу за допомогою плужних і роторних снігоочищувачів. Вибір того чи іншого засобу роблять з огляду на товщину снігового покрову.

Завдання для самоконтролю

1. Навести переваги і недоліки залізничного транспорту нафтопродуктів.
2. Визначити ухил ділянки залізничного маршруту за відомими її протяжністю та перевищенням кінцевої відмітки над початковою.
3. Навести елементи, з яких складається транспортна система залізничного транспорту нафтопродуктів.
4. Перелічити основні вузли, з яких складається електровоз.

5. Навести склад системи енергозабезпечення залізничного транспорту.

6. Розповісти про будову рейкового шляху.

7. Перелічити основні складові частини цистерни для перевезення нафтопродуктів.

8. Означити особливості верхнього та нижнього зливу-наливу нафтопродуктів.

9. Класифікувати цистерни для перевезення нафтопродуктів.

10. Навести основні технологічні параметри рухомого складу залізничного транспорту.

3. АВТОМОБІЛЬНИЙ ТРАНСПОРТ

Розглянуто: структуру системи автомобільного транспорту для перевезення нафтопродуктів, основні відомості про рухомий склад, шляхи.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– оцінювати переваги і недоліки автомобільного транспорту для перевезення нафтопродуктів;
– визначати основні показники роботи автопаливозаправників, а також вивчити основні типи рухомого складу та його технологічні характеристики.

3.1. Загальні положення

Автотранспорт широко використовується при перевезеннях нафтопродуктів з розподільних нафтобаз безпосередньо споживачеві. Найбільш ефективно у районах, куди неможливо доставити нафтопродукти залізничним або водним шляхами сполучення. Основне призначення автотранспорту – доставка готових нафтопродуктів з великих нафтобаз на більш дрібні й далі до споживача. Нафтопродукти доставляються автоцистернами і паливозаправниками. На частку автомобільного транспорту припадає близько 20 % перевезень нафтовантажів.

3.2. Елементи системи автомобільного транспорту

Система автомобільного транспорту нафти і нафтопродуктів являє собою комплекс, що об'єднує такі об’єкти: автомобільні дороги, рухомий склад, зливно-наливні пристрої, систему керування виконанням робіт, засоби механізації для будівництва, утримання та ремонт автодоріг, виробничу базу технічного обслуговування автотранспорту.

3.3. Технологічні характеристики рухомого складу

Рухомий склад автотранспорту зазвичай оцінюють за такими технологічними параметрами:

– вантажопідйомність (т), тобто максимальна маса вантажу, яку витримує засіб з огляду конструктивної міцності;

– геометрична місткість кузова ($м^3$), що забезпечує максимальне використання вантажопідйомності;

– коефіцієнт використання тари, що являє собою відношення власної маси автомобіля в спорядженому стані до його вантажопідйомності;

– питома потужність (кВт/т), тобто відношення потужності двигуна до повної маси автомобіля, яка відображає тягові властивості або здатність автомобіля долати опір руху в різних дорожніх умовах (у сучасних автомобілів становить 5...6 кВт/т);

– швидкість руху;

– нормований гальмівний шлях ($l_{гал}$ = 16 м, якщо V = 30 км/год);

– витрата пального (на 100 км пробігу);

– мінімальний радіус повороту.

Однією з ключових характеристик конструкції автотранспорту є колісна формула. Вона являє собою позначення числа коліс автомобіля у вигляді добутку, де перша цифра означає загальну кількість коліс, а друга – число ведучих.

3.4. Загальна будова автомобіля для перевезення нафтопродуктів

Основні частини автомобіля – це двигун, шасі та кузов.

Двигуном називають джерело механічної енергії, що приводить автомобіль у рух. В автомобілях застосовують двигун внутрішнього згоряння, що перетворює теплову енергію згорання палива в механічну роботу. На великовантажних автомобілях в основному встановлюють дизельні двигуни із запалюванням від стиснення, що працюють на важкому рідкому паливі. Пальна суміш утворюється всередині циліндра з палива і повітря, причому кожний компонент надходить у циліндр окремо. Займання пальної суміші відбувається внаслідок підвищення температури повітря при сильному його стисканні в циліндрі. Дизельні двигуни за рахунок високого ступеня стиснення витрачають на 30 – 40 % палива менше, ніж карбюраторні, до того ж дизельне паливо дешевше від бензину. Ось чому дизельні

двигуни, як більш економічні, набули значного поширення на автомобілях.

Основні елементи двигуна такі: картер; блок циліндрів; кривошипно-шатуний механізм; механізм газорозподілу (клапани, розподільні вали). Для забезпечення роботи двигун оснащено системами: живлення паливом (паливні баки, насоси, фільтри, форсунки); живлення повітрям; змащення двигуна (масляні баки, насоси, фільтри, радіатор); охолодження (водяний насос, радіатор, вентилятор); пуску (електростартер, устаткування для пуску стисненим повітрям).

Шасі зосереджує в собі всі частини й механізми автомобіля, завдяки яким обертовий момент від двигуна передається до привідних коліс (трансмісія), а машина пересувається (ходова частина) і нею керують. Трансмісія забезпечує широкий діапазон регулювання швидкості при максимально повному використанні двигуна. На вантажних автомобілях використовують три типи трансмісії: механічну (складається з фрикційного зчеплення і шестерень коробки швидкостей), зазвичай вона підходить для автомобілів вантажопідйомністю 15...20 т; гідромеханічну (має узгоджувальний редуктор, гідротрансформатор, триступінчату коробку передач і гальма-сповільнювачі), її встановлюють на автомобілях 20...50 т; електромеханічну (у її складі генератор, що обертається від дизеля, тягові двигуни, які приводять у рух колеса, і система регулювання), нею оснащують автомобілі вантажопідйомністю понад 65 т (75, 110, 180 т і т.д.). Основним елементом електромеханічної трансмісії є двигун-колесо. У його ободі змонтовано всі вузли єдиного агрегату, у тому числі двигун постійного струму. Обертання коліс здійснюється за допомогою вбудованого в них планетарного редуктора. Із силовою установкою (генератором і системою керування) двигун-колесо з’єднується за допомогою гнучких кабелів.

До *ходової частини* автомобіля входять такі об’єкти:

– рама, на якій кріпляться всі частини автомобіля і його кузов;

– підвіска, яка повинна мати змінну жорсткість, зокрема в багатьох автомобілях встановлюють пневмогідравлічну підвіску, причому до наявних там штоків пневмогідравлічних циліндрів кріпляться передні колеса і задній міст;

– колеса та шини (на передню вісь зазвичай встановлюють два колеса, на задню і вісь напівпричепа – чотири по два спарених з обох

боків), розмір шин позначають двома цифрами в дюймах, що показують ширину профілю й діаметр обода;

– механізм керування, який складається з кермового механізму та гальмівної системи.

На сучасних автомобілях кермовий механізм обладнано гідропідсилювачем, завдяки якому зменшується зусилля, яке потрібно докласти, керуючи автомобілем. Гальмівна система має у своєму складі робоче гальмо з ніжним керуванням, стоянкове гальмо й допоміжне гальмо-сповільнювач, його використовують на затяжних спусках для підтримки постійної швидкості автомобіля за рахунок поглинання кінетичної енергії. В автомобілях з електромеханічною трансмісією передбачено електродинамічне гальмування.

Кузов автомобілів для перевезення нафтопродуктів виготовляють у вигляді металевої цистерни, що спирається на раму.

За призначенням рухомий склад автотранспорту для перевезення нафтопродуктів поділяється на: автоцистерни, бензовози, паливозаправники, маслозаправники.

Автоцистерни оснащені комплектом устаткування, що включає патрубок для наливу нафтопродукту, дихальний клапан, стрижневий покажчик рівня, клинову швидкодіючу засувку для зливу палива, два шланги з наконечниками і насос з механічним приводом. Обсяг окремих автоцистерн досягає 40 м^3. Усередині цистерни встановлені поперечні й поздовжні хвилерізи для зменшення сили ударної хвилі рідини під час руху автомашини.

Для гарантування пожежної безпеки на автоцистернах встановлені вогнегасники і пристрої для заземлення цистерн і шлангів та відведення статичної електрики, яка може утворитися під час наливу і зливу нафтопродуктів.

Автопаливозаправниками називаються автоцистерни, обладнані комплектом насосно-роздавальних пристроїв. Вони призначені для заправки паливом автомашин, а також сільськогосподарських машин і літаків.

Автозаправники зазвичай монтують на шасі вантажних машин і обладнують роздатковим насосом, трубопровідною обв'язкою, приймальними та роздавальними шлангами, повітровідокремлювачами, фільтрами, лічильниками та іншими контрольно-вимірювальними приладами. Ці машини призначені для транспортування світлих нафтопродуктів по всіх видах доріг, для заправки техніки паливом, а також зберігання палива.

На рис. 3.1 показані форми поперечного перерізу кузовів-цистерн, а на рис. 3.2 наведені схеми установлення цистерн на шасі автомобілів і причепа.

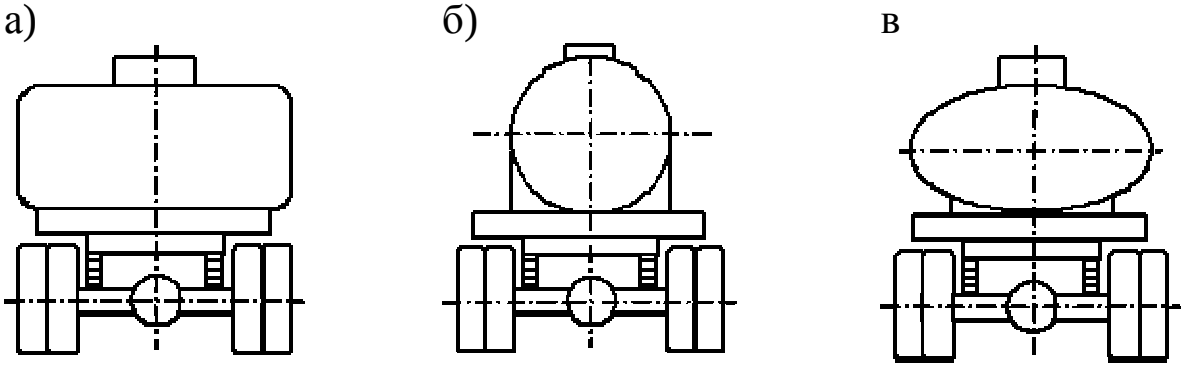


Рис. 3.1. Форми поперечного перерізу кузовів-цистерн:
а – прямокутна («чемоданна»); б – кругла; в – еліптична

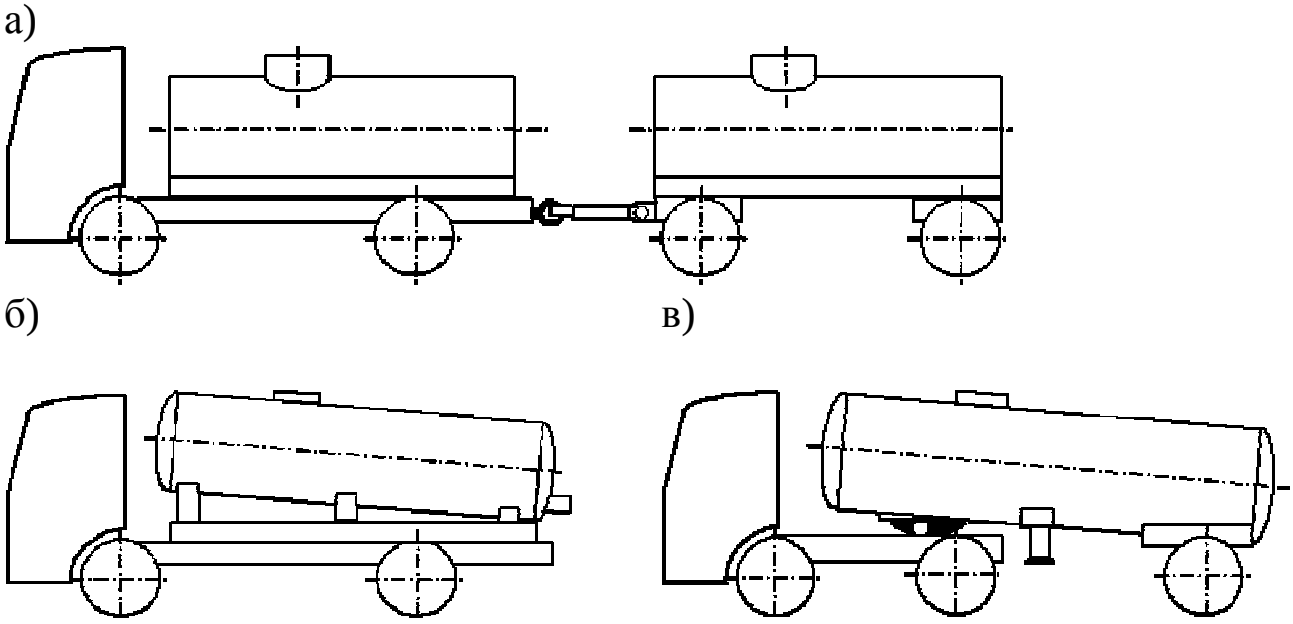


Рис. 3.2. Схеми установки цистерн на шасі автомобілів і причепа:
а – причіпний автопоїзд-цистерна з горизонтальною установкою цистерн на шасі автобіля-тягача і причепа; б – автомобіль-цистерна з похилою установкою цистерни; в – напівпричіп-цистерна несучої конструкції з похилою установкою цистерни

Форма поперечного перерізу визначається властивостями вантажу, що перевозиться. Прямокутна форма цистерни (рис. 3.1, а) забезпечує найбільший об’єм вантажу. Цистерна ж для стисненого газу повинна мати підвищену міцність. Для цього найбільшою мірою

підходить циліндрична цистерна з круглим поперечним перерізом (рис. 3.1, б). Еліптична форма поперечного перерізу (порівняно з круглою) забезпечує більш низький центр мас автоцистерни (рис. 3.1, в).

Спосіб розвантаження (спорожнення) цистерни вибирається залежно від властивостей вантажу, що перевозиться. Рідини зливають із цистерн самопливом (під дією гравітаційних сил) або за допомогою насосів. Стислі або рідкі гази «зливаються» з цистерни під дією власного тиску.

У позначенні автомобільного паливозаправника вказується місткість цистерни, $м^3$ (наприклад АТЗ-4,9).

Причепи-цистерни (ПЦ) і напівпричепи-цистерни (ППЦ) призначені для транспортування і короткочасного зберігання світлих нафтопродуктів різної щільності та розраховані на експлуатацію в тих самих дорожньо-кліматичних умовах, що і базовий тягач.

У маркуванні причепів- і напівпричепів-цистерн, наприклад, цифрою 17 зазначена місткість нафтопродукту ($м^3$), а остання цифра вказує на кількість відсіків у цистерні.

Завдання для самоконтролю

1. Навести перелік елементів транспортної системи автомобільного транспорту нафтопродуктів.
2. Охарактеризувати переваги та недоліки автомобільного транспорту нафтопродуктів.
3. Перелічити основні частини, з яких складається вантажний автомобіль-паливозаправник.
4. Навести основні технологічні та експлуатаційні показники, якими характеризується автомобільний транспорт нафтопродуктів.
5. Класифікувати паливозаправники за формою кузова.

4. ВОДНИЙ ТРАНСПОРТ

Розглянуто: переваги та недоліки морського і річкового транспорту для перевезення нафтопродуктів, його технологічні показники, основні конструктивні особливості танкерів-нафтовозів.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– *визначати сферу застосування морського і річкового транспорту, його технологічні характеристики, а також вивчити конструктивні особливості танкерів та їх основних і допоміжних систем.*

4.1. Загальні відомості про водний транспорт

Водний транспорт поділяється на морський та річковий і здійснює перевезення нафтопродуктів як усередині країни, так і за її межами. У світовій торгівлі нафтою частка цього виду транспорту постійно зростає.

Водний транспорт, на відміну від залізничного, потребує меншої витрати енергії на перевезення одиниці маси вантажу, характеризується меншою чисельністю персоналу, меншими витратами металу на одиницю вантажопідйомності рухомого складу, незначною власною масою порівняно з масою вантажу.

До переваг морського транспорту слід віднести можливість транспортування з відносно низькою собівартістю значних обсягів нафтопродуктів за рахунок використання суден великої вантажопідйомності на далекі відстані. У той же час при такій доставці виникає реальна загроза забруднення навколишнього середовища у разі пошкодження судна, що є суттєвим недоліком.

Наливними судами або танкерами називають судна, призначені для транспортування рідких вантажів. До таких вантажів належать головним чином нафта і нафтопродукти, але танкери можуть перевозити також рідкі харчові продукти, хімічні органічні та неорганічні вантажі, зріджені гази.

Наливання у місткості (танки) нафти та інших рідких вантажів проводиться потужними насосами, розташованими в насосних станціях портів. Для розвантаження на танкерах встановлюють насоси пропускною здатністю до кілька тисяч тонн на годину і прокладають системи трубопроводів, що мають клапани і блокування.

Під час рейсу через зниження зовнішньої температури в'язкість вантажу зростає, і щоб зменшити її, що дозволить здійснити перекачування, треба вантаж підігрівати. Для підігріву використовується водяна пара, що пропускається через трубопроводи, занурені в танки. Тому на танках встановлюють парові котли, іноді дуже великої потужності .

Особливою проблемою є необхідність максимального захисту морського навколишнього середовища при пошкодженні зовнішньої обшивки танка.

Інше дуже важливе питання експлуатації – безпека танків. У баластних рейсах танки піддаються особливій небезпеці, оскільки із залишків нафти в танках утворюються летючі гази. Тому танки повинні ретельно очищати і дегазувати.

Річковий транспорт має високу пропускну здатність та мобільність і за умови постійного розвитку інфраструктури портів та спеціалізованого рухомого складу здатен скласти гідну конкуренцію іншим видам транспорту для перевезення нафти і нафтопродуктів.

Суттєвим недоліком річкового транспорту є його сезонність, тобто залежність періоду навігації від пори року. Це спричиняє необхідність створення міжнавігаційних запасів нафтопродуктів на перевалочних базах або у споживачів. Окрім того, часто розташування географічної мережі річок не збігається з основними напрямами вантажопотоків, що призводить до збільшення відстані транспортування і, як наслідок, до надмірної витрати пального та підвищення собівартості транспортування.

Оскільки перевезення нафти і нафтопродуктів здійснюється по морях, річках та каналах, нафтоналивні судна розділяються на морські (танкери), річкові, озерні та змішаного плавання.

Нафтоналивні судна незалежно від місця експлуатації поділяються на самохідні та несамохідні. Перші (танкери) мають свою силову установку, другі ж переміщуються за допомогою буксирів відповідної потужності.

Зазвичай типові морські танкери мають вантажопідйомність від 5 до 300 тис. тонн, озерно-річкові – від 0,5 до 5, а несамохідні баржі – від 10 до 12. Однак у світовому мореплавстві відомі танкери вантажопідйомністю 300 тис. тонн і більше.

До сучасних потужних річкових та озерних танкерів відносять і так звані тронкові, які мають подвійну обшивку бортів та днища і забезпечують доставку нафтопродуктів глибоководними річковими магістралями. До їх складу входить обладнання для автоматичного наливу-зливу нафтопродуктів, заповнення порожніх танків інертним газом з метою протипожежної безпеки тощо.

Ліхтери або рейдові морські баржі використовують, коли через осадку танкери не в змозі причалити до берега і знаходяться на рейді. У цьому випадку нафтовантажі перекачують до ліхтерів, вантажопідйомність яких досягає 100 тис. тонн. Останні можуть бути самохідними або несамохідними, мати на борту обладнання для перекачування або використовувати те, що застосовується в порту.

4.2. Основні показники водного транспорту

До основних показників, що характеризують нафтоналивні судна, належать такі:

осадка судна – глибина, на яку занурилося судно; її визначають за положенням ватерлінії, тобто лінії, утвореної поверхнею спокійної води з корпусом судна (ватерлінія поділяє судно на надводну та підводну частини та називається легкою (порожньою) для незавантаженого плавучого засобу або вантажною для максимальної маси вантажу);

водотоннажність – маса води, витіснена судном до вантажної ватерлінії;

вантажопідйомність – максимальна маса вантажу, що транспортується (корисна);

дедвейт – повна маса вантажу, включаючи вантажі для власних потреб (вода, паливо, продукти), яка може бути прийнята на борт без втрати плавучості, остійності та швидкості ходу.

Остійністю називають здатність судна не перекидатися та повертатися у нормальне положення під дією вітру, хвиль або нерівномірного завантаження.

Нахил судна у поперечному напрямку, тобто одного з його бортів називають *креном*, нахил же у поздовжньому напрямку, тобто носа або корми – *диферентом*.

Здатність судна триматися на воді при наявності пробоїн у корпусі, через які вода потрапляє у судно, прийнято називати *непотоплюваністю*, яка тим більша, чим більше на судні водонепроникних перегородок, що розділяють судно на окремі герметичні відсіки. За відсутності перегородок рідкий вантаж отримує можливість перетікати при крені або диференті у бік нахилу судна, що може призвести до його перекидання.

Для запобігання крену завантаження та розвантаження відсіків (танків) у портах виконують у черговій послідовності.

Танкери та баржі розрізняються як за вантажопідйомністю, так і за конструкцією.

З огляду на величезну різноманітність вантажів, що перевозяться, маршрутів, можливостей портових терміналів, потреб у кількості й номенклатурі вантажів наливні судна класифікуються за родом вантажу, призначенням, ступенем універсальності, дедвейту або вантажомісткості та навіть за проходженням різних фарватерів. За *родом вантажу*, що перевозиться, танкери поділяються на нафтовози, у тому числі нафтопродуктовози, хімовози, газовози. Іноді продуктовози виділяють в окремий клас, маючи на увазі перевезення цими судами і харчових продуктів.

Усередині кожного з перерахованих класів судна розділяються за ступенем універсальності. Є танки спеціалізовані для перевезення одного виду вантажу між визначеними портами. Є судна універсальні, не закріплені за одним видом вантажу та однією транспортною лінією. Такі судна, на відміну від спеціалізованих, можуть одночасно перевозити кілька вантажів і не завжди зворотний перехід здійснюють у баласті. Іноді такі судна виконують роль постачальницьких танків, вони доставляють нафтопродукти рибальським суднам, розвозять вантажі по узбережжю тощо.

За дедвейтом наливні судна поділяються на мало-, середньо-, велико- та супертоннажні. Чітких кордонів цього розподілу немає, але умовно вважають, що до першої групи належать судна дедвейтом до 10 тис. т, до другої – від 10 до 70, до третьої – від 70 до 120 і до четвертої – понад 120 тис. т. У міжнародній класифікації судна останньої групи розділяють на дві підгрупи: Very Large Crude Oil Carriers (VLCC) – дуже великі судна для перевезення сирої нафти

дедвейтом до 300 тис. т і Ultra Large Crude OilCarriers (ULCC) – надвеликі судна (понад 300 тис. т).

Останнім часом усе частіше судна класифікуються за прохідністю відомих каналів і проток. Судна дедвейдом 50 – 70 тис. т відносять до підкласу «Панамакс», 70 – 120 тис. т – «Афрамакс», 120 – 200 тис. т – « Суецмакс».

В останні десятиліття різко знизився інтерес до будівництва супертоннажних танків, пік якого зафіксований у 1960 – 70-х роках. В основі зниження цього інтересу лежать економічні причини, хоча свою роль зіграли екологічні катастрофи.

Наведені вище класифікаційні ознаки належать в основному до нафтотанкерів.

4.3. Будова та експлуатація нафтового танкера

За конструктивною схемою нафтоналивне судно являє собою жорсткий сталевий каркас з поперечними і поздовжніми зв’язками, до яких монтується обшивка.

Наявність окремих танків, як вже відмічалося, підвищує остойність судна та надійність його експлуатації. У разі аварії з одним з танків (пробоїна, пожежа) інші залишаються у захищеному стані.

Для виконання операцій з викачування нафти, а також для внутрішніх перекачувань судно має насосне (машинне) відділення, обладнане вантажними насосами, пропускною здатністю до 2000 $м^3$/год. Налив та злив нафтопродуктів здійснюється за системою трубопроводів, що поєднують машинне відділення з танками. Під час наливу слідкують, щоб танки були заповнені для запобігання переміщення нафтопродукту при качці танкера або баржі, яке може викликати гідравлічні удари, руйнування стінок резервуарів та втрату стійкості, що призведе перевертання судна. Проте рідкий вантаж здатний перетікати при крені, що зменшує метацентрову висоту, створює в конструкції судна додаткові напруження. У рідкого вантажу відбувається зміна обсягу при зміні його температури, тому не можна завантажувати танки на 100 %. Вільні поверхні сприяють сильним ударам вантажу об переборки. В'язкі вантажі вимагають підігріву перед вивантаженням. Вантажний хід можливий, як правило, в одному напрямку, зворотний перехід танкер робить з рідким баластом.

Через це відбувається інтенсивна корозія незахищених металевих конструкцій. Вантажі в більшості пожежо- та вибухонебезпечні. Для зменшення впливу вільних поверхонь рідкого вантажу при бортовій хиткості та для збільшення поздовжньої міцності танкери облаштовують поздовжніми перегородками. Танк, розташований між поздовжніми перегородками, називається центральним, ліворуч і праворуч від нього – бортові танки.

Відповідно до нормативів довжина танка повинна бути не більше 0,13L, де L – довжина судна. Якщо довжина танка більше 15 м, в середині його довжини ставиться відокремлювальна перегородка. Для обмеження переміщень вантажу в поперечному напрямку там, де необхідно, також встановлюються такі перегородки.

Застосовуються декілька варіантів будови корпусу танкерів. Як видно з рис. 4.1, подвійні борти використовуються для зберігання ізольованого баласту. Там, де немає подвійних бортів, під ізольований баласт виділяються вантажні танки, як правило, бортові. Танкери з подвійним дном і подвійним бортом називають суднами з подвійним корпусом. Балки судового набору розташовують усередині бортових, міжбортових і міждонних танків для того, щоб полегшувалася мийка центральних (внутрішніх) танків при перевезенні в'язких вантажів.

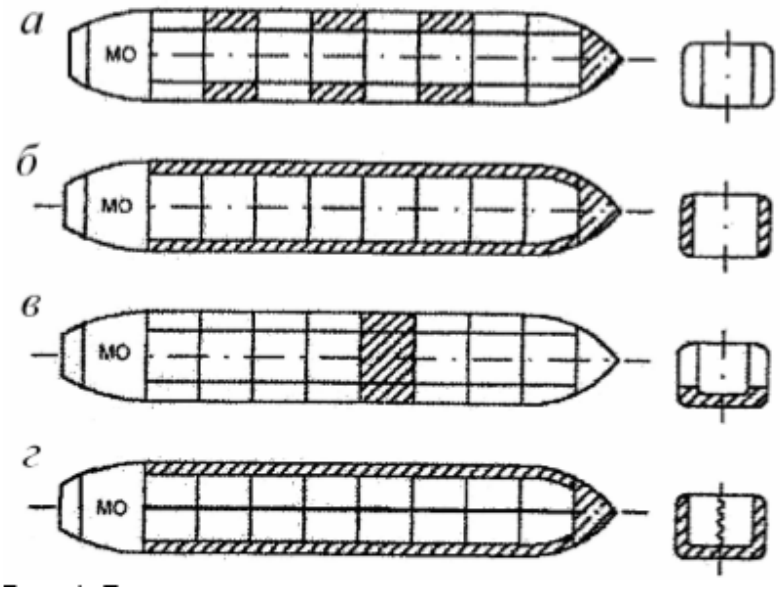


Рис. 4.1. Варіанти розташування танків ізольованого баласту (заштриховані): *а* – без подвійних бортів і подвійного дна; *б* – з подвійними бортами; *в* –з подвійним дном; *г* –з подвійними бортами та подвійним дном

Кожен вантажний танк має горловину, яка часто називається розширювачем. За існуючими правилами перетин горловини становить близько 1 м^2, висота комінгса – 0,8 м. Горловина закривається водонепроникною кришкою, на якій є оглядове вікно 200 × 300 мм. Від горловини до днища встановлений трап з проміжними майданчиками. Горловини бортових і центральних танків не повинні розташовуватися на одній прямій лінії, щоб не послабити міцність палуби.

У вантажну палубу вварені люки діаметром до 400 мм для переносних мийних машинок, які також можуть бути і стаціонарними.

Кожен танкер має один, два або три відстійних танка, сумарна місткість яких повинна бути не менше 2 % від загальної місткості вантажних танкерів. Є окремий невеликий танк для збору відмитих нафтових залишків.

Кожен нафтотанкер має як мінімум одне насосне відділення. Основне вантажне насосне відділення розташовується через перегородку з машинним відділенням. Між танками з різнорідними вантажами містяться коффердами – порожні приміщення, довжиною 1,0 – 1,2 м. Роль коффердама між кормовими вантажними танками і машинним відділенням виконує насосне відділення. Вантажні танки, насосне відділення і коффердами утворюють вантажну зону танкера.

У корпусі танкера розрізняють три основних частини – носову, середню та кормову. Середня частина у зв’язку з пожежною безпекою відокремлена від носової та кормової коффердамами, заповненими водою. Ця ж частина судна за допомогою непроникних перегородок поділена на танки, де знаходиться нафтопродукт. Танки між собою сполучаються за допомогою спеціальних пристроїв – клінкет, встановлених у нижній їх частині. По днищу і верхній палубі прокладені вантажні й зачисні трубопроводи.

Найбільш поширений архітектурно-конструктивний тип танкера – двоострівний, оскільки має кормову надбудову і півбак. Танкери старої споруди із середньою надбудовою називають триострівними, супертанкери без полубака – одноострівними.

Типове розташування місткостей і приміщень сучасного двоострівного танкера показано на рис. 4.2.

Останнім часом замість плоских перебирань між танками встановлюють гофровані. У зв'язку з відсутністю на них балок набору вони легші, технологічніші у виготовленні, більш повно

відмиваються мийними машинками. З метою полегшення мийки танків палубний набір на деяких танкерах прокладений поверх палуби. Ширина корпусу танкера збільшена, щоб зменшити згинальний момент, зменшити висоту надводного борту і вагу корпусу. Щоб краще палуба звільнялася від води в штормових умовах на наливному судні немає фальшбортів, а палуба огороджена леєрами. Від півбака до корми на висоті 2 м від палуби розміщують перехідний місток, а вже під ним прокладаються трубні й кабельні комунікації.

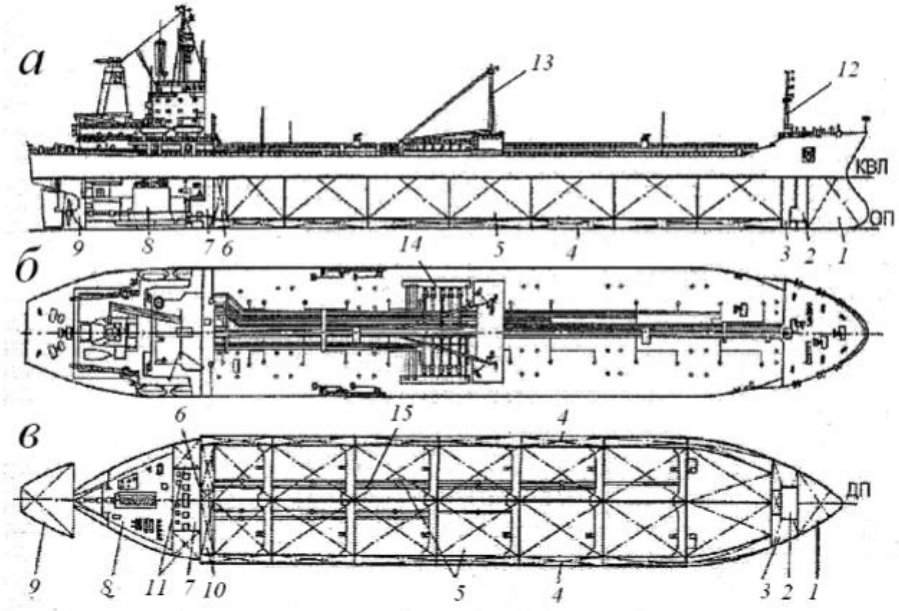


Рис. 4.2. Схема нафтового танкера:
а) перетин по діаметральній площині; б) вид зверху; в) перетин по ватерлінії (1 – форпік; 2 – носове насосне відділення; 3 – диптанк важкого палива; 4 – цистерна ізольованого баласту; 5 – вантажний танк; 6 – цистерна збору нафтозалишків; 7 – вантажне насосне відділення; 8 – машинно-котельне відділення; 9 – ахтерпік; 10 – відстійні танки; 11 – цистерна важкого палива; 12 – щогловий стояк; 13 – щогла з вантажною стрілою; 14 – маніфольд; 15 – днищеві вантажні магістралі

4.3.1. Перелік і загальна характеристика спеціальних систем танкера

Вантажна система танкера є основною на наливному судні, вона призначена для приймання і викачування вантажу. Включає в себе вантажні насоси (зазвичай відцентрові), трубопроводи, компенсатори, арматуру, приймальні пристрої в танках, розподільні пристрої (маніфольди). Насоси вантажної системи працюють при

видачі вантажу, усе інше обладнання – і при видачі, і при прийнятті. Вантажні насоси можуть також перекачувати вантаж усередині судна, брати участь у мийці танків.

Зачисна система. Дублює майже повністю вантажну систему, але має діаметри труб і арматури в 2 – 3 рази меншого розміру, а насоси об'ємного типу. Поняття «зачистка» танка (не плутати з мийкою та видаленням твердих забруднень) означає видалення залишків вантажу після «зриву» відцентрового насоса через «прохват» повітря. У приймача насоса в танку утворюється воронка, через яку в вантажний трубопровід всмоктується повітря. Пропускна здатність насоса спочатку падає, а при вмісті повітря в рідині близько 10 % за обсягом він припиняє повністю роботу. Висота цієї воронки досягає 0,8 м. Час повної зачистки становить близько 30 % загального часу вивантаження.

Баластовою називається система ізольованого від вантажу баласту, яким заповнюються баластні резервуари, коли судно здійснює рейс без вантажу. Наявність незалежної системи не виключає заповнення забортною водою чистих або брудних вантажних танків, якщо цього вимагає обстановка.

Газовідвідна система призначена для запобігання підвищенню тиску або вакууму в танку вище допустимого, оскільки це може призвести до деформації або руйнування стінок вантажної місткості. Розрізняють «велике дихання» – виникнення в танку тиску/вакууму при навантажувально-розвантажувальних і баластних операціях та «мале дихання» – зміна тиску газоповітряного середовища при температурних коливаннях зовнішнього повітря, які найчастіше відбуваються при зміні часу доби.

Система підігріву вантажу. Деякі сорти рідких вантажів мають більшу в'язкість і температуру застигання та їх неможливо або важко викачати з танків. Для деяких вантажів потрібна підтримка певного температурного режиму під час транспортування. Для цього на танкерах існують трубні теплообмінні системи, через які прокачується теплоносій.

Система інертних газів використовується на танкерах для витіснення з вантажних і відстійних танків вибухонебезпечних газоповітряних сумішей і підтримання в них атмосфери з низьким вмістом кисню, при якому виключено виникнення вибуху та пожежі.

Система миття танків служить для видалення з танків залишків вантажу й очищення їх поверхні перед зміною вантажу,

оглядом або ремонтом. Миття танків потрібно також перед прийманням у них чистого баласту.

Система вентиляції призначена для подачі в танки чистого повітря замість будь-яких газів, що ускладнюють дихання, небезпечних для здоров'я людей або вибухонебезпечних.

Система зрошення палуби служить для охолодження палуби при нагріванні її сонцем з метою зниження втрат від випаровування вантажу.

На танкерах є системи, які, будучи загальносудновими, можуть бути задіяні в експлуатації посудин і систем вантажного комплексу. Такі системи бувають або спільними для всього судна, наприклад системи виявлення і гасіння пожеж, або є резервними по відношенню до якогось компоненту спеціальної системи, наприклад, насосам подачі забортної води до системи інертних газів. Такі системи в даній роботі не розглядаються.

Вантажні, зачисні й баластні системи. Ці системи виконують подібні функції, доповнюють, а іноді й замінюють одна одну. Тому доцільно їх розглядати паралельно. До того ж вимоги, які ставляться до цих систем, у своїй більшості збігаються.

Вантажна система повинна забезпечувати:

– проведення вантажних операцій закритим способом (при задраєних горловинах і оглядових люках);

– видачу та прийняття від несуднових засобів вантажу з будь-якого борту, з корми, а іноді й з носа судна;

– перекачування вантажу між танками і групами танків;

– прийняття баласту в вантажні танки як самопливом, так і насосами, а також перекачування його між танками;

– видалення баласту;

– поєднання вантажних і баластних операцій;

– можливість промивання трубопроводів і насосів;

– можливість використання системи для миття танків сирою нафтою і водою.

Вантажна система не об’єднується із системою ізольованого баласту, однак вантажний насос можливо використовувати для аварійного видалення ізольованого баласту через зйомний патрубок.

Зачисна система використовується не тільки для зачистки танків, з її допомогою можна видавати вантаж, осушувати вантажні трубопроводи, проводити миття танків.

Вантажні й зачисні системи повинні працювати з урахуванням таких вимог:

– керування роботою систем повинно бути дистанційним з поста керування вантажними операціями (ПУВО);

– у вантажних танках встановлюються вимірювачі рівня, вторинні та прилади системи ПУВО;

– оперативна запірна арматура повинна бути дистанційно керованою, неушкодженою і мати пристрій контролю положення запірного органу;

– у кожного запірного органа має бути ручний привід для аварійного відкриття в разі виходу з дії дистанційного приводу.

У вантажних і зачисних системах повинні бути передбачені заходи, що виключають змішування різнорідних вантажів:

– два запірні органи між магістральними трубопроводами різних груп танків;

– сальникові компенсатори і роз'ємні з'єднання на трубах, якщо вантажі всередині магістралі й у танку, через який вона проходить, не сумісні.

Повинна також бути передбачена можливість осушення насосів і трубопроводів у вантажні або відстійні танки, або на берег, а самі магістралі повинні бути прокладені так, щоб забезпечувався природний злив залишків вантажу або баласту в напрямку насосів. Для передачі на берег залишків нафти, нафтопродуктів і баластної води повинен передбачатися спеціальний трубопровід, виведений у район суднового колектора. Для осушення вантажних і зачисних трубопроводів у найнижчих точках цих трубопроводів у вантажному насосному відділенні повинні бути передбачені відгалуження. Трубопроводи мають бути розвантажені від напружень, викликаних тепловим розширенням або деформацією корпусу, з допомогою компенсаторів. Запобіжний клапан у системах з об'ємними насосами повинен відкриватися при тиску на 10 % вище робочого.

Типи вантажних систем. На танкерах старої споруди трьохострівного типу невеликого дедвейту переважала *кільцева вантажна система* з паровими поршневими насосами (рис. 4.3). Така система має високу живучість і маневреність, оскільки якщо виходить з ладу магістраль одного борту, вантаж можна викачати через магістраль іншого борту. Зачистка танків проводиться по вантажному трубопроводу за допомогою вантажних насосів через зачисні відгалуження меншого діаметра.

Переважна більшість нафтотанкерів будується з *лінійною вантажною системою* (рис. 4.3, 4.4), яка простіше і дешевше кільцевої, дозволяє перевозити кілька сортів вантажу, зручна при кормовому розташуванні вантажного насосного відділення і використанні відцентрових насосів. Вантажні танки поділятюься на 2 – 4 групи, кожна з яких розрахована на перевезення одного сорту вантажу. До кожної групи з насосного відділення прокладена вантажна магістраль з вантажними відростками на кожний танк. Кількість вантажних відцентрових насосів відповідає числу груп танків. Забезпечується взаємозамінність насосів з допомогою прокладених між магістралями подвійних клінкетів.

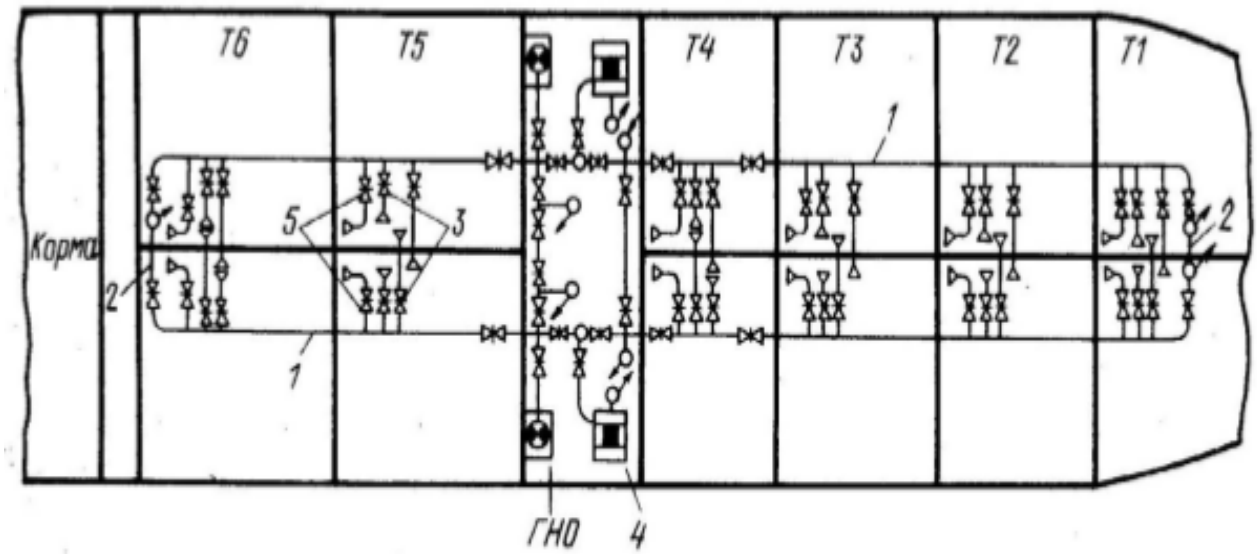


Рис. 4.3. Кільцева система вантажного і зачисного трубопроводів:
1 – трубопровід, 2 – перебірка між магістралями лівого і правого бортів; 3, 5 – клінкети на вантажному і зачисному відростках відповідно; 4 – поршневий насос

На рис. 4.5 зображена система з перебірковими клінкетами (їх називають іноді перебірковими дверима). Така система зазвичай використовується на танкерах, що перевозять один вантаж, хоча може бути поділена при проектуванні й на дві системи з перебірковими клінкетами – три групи з різнорідними вантажами. Коли відкривають усі клінкети, перебірки між танками втрачають своє значення, уся група танків перетворюється умовно в один танк. Вантаж стікає в кормовий танк, з якого викачується вантажним насосом. Це прискорює вивантаження, оскільки насос постійно працює з повною пропускною здатністю.

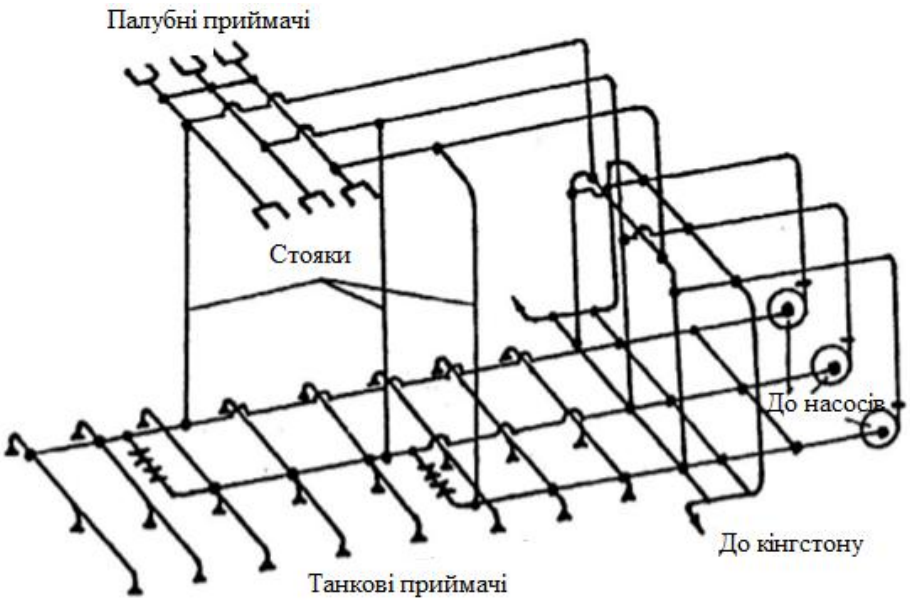
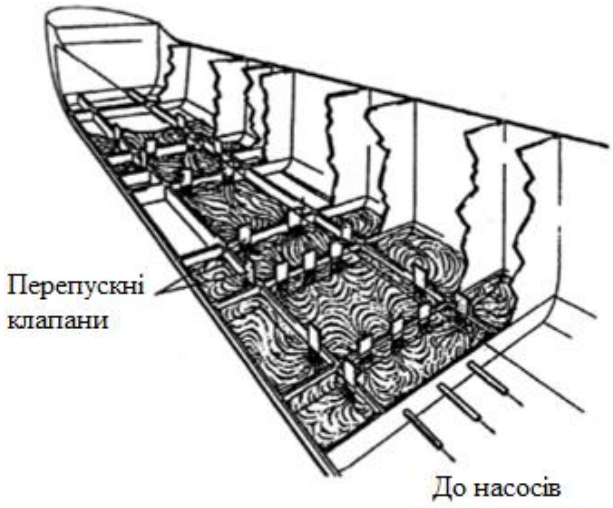


Рис. 4.4. Лінійна вантажна система танкера



4.5. Система з перебірковими клінкетами

Одночасно така система має істотні недоліки, через які не знайшла широкого застосування. При несправності будь-якого з клінкетів і необхідності звільнити один або два танки це можна зробити тільки за допомогою зачисної системи, яка обов'язково повинна бути на судні. Окрім того, виникають труднощі при митті танків та неможливе одночасне проведення вивантаження і баластування танків.

Ще один різновид лінійної вантажної системи – *тунельна*, яка буває двох типів: *тунельно-трубна і тунельно-канальна*. У першому варіанті тунель прокладається в подвійному дні зазвичай на місці кіля, його називають «тунельний кіль». Висота його близько 2 метрів,

у ньому прокладені вантажні й зачисні магістралі, а також комунікації. Інший варіант – тунелі з каналами для перетікання нафти з вантажних танків через перебіркові клінкети в кормовий танк, з якого насос викачує вантаж як у звичайній лінійній системі. Такі тунелі обладнуються на танкерах без подвійного дна.

З цих двох варіантів більше застосування знайшла тунельно-трубна система.

Останнім часом все більше застосування знаходить *роздільна вантажна система одиничних танків* з використанням заглибних насосів. Такі насоси поділяються на безштангові та штангові. Перші разом з приводом розміщуються поблизу кормового перебирання танка в найбільш зручному місці в колодязі, обладнаному в подвійному дні. У других привід насоса розташований на палубі та з'єднується з валом насоса довгим проміжним валом (штангою). Такий насос називають ще колодязним. Завдяки розташуванню в колодязі заглибний насос має високу всмоктувальну здатність і додаткова зачистка після вивантаження не потрібна. У системах із зануреними насосами відсутні всмоктувальні трубопроводи, унаслідок чого істотно знижуються витрати енергії при вивантаженні. При цьому діаметри труб зменшуються, але їх кількість на палубі значно зростає. Такі системи забезпечують високу гарантію запобігання змішуванню різних сортів вантажу.

Недоліками роздільної вантажної системи одиничних танків є велика кількість вантажних насосів і їх розміщення у важкодоступних місцях, необхідність заповнення танків через заглибні насоси, складність усунення протікання в ущільненнях вала насоса в гідросистемі, а також складність центрування довгих привідних валів колодязних насосів, якщо насос має привід від гідродвигуна.

Способи використання вантажних систем для зачистки танків. Намагання знизити вартість спорудження танкера призвело до розробки різних варіантів підвищення ефективності вантажних систем при видаленні залишків вантажу. Проблема зачистки виникає через такі чинники:

– у приймача насоса утворюється воронка, через яку відбувається прохват повітря, причому чим більша подача насоса, тим глибше ця воронка;

– відцентровий насос не здатний перекачувати суміш рідини з повітрям, якщо концентрація останнього в рідині за обсягом перевищує 10 %;

– рівень вантажу після зриву насоса залишається високим (від 0,6 до 1,0 м), що неприпустимо.

Основне завдання при вирішенні цих проблем – не допустити небезпечної концентрації повітря у вантажному насосі до тих пір, поки рівень вантажу в танку не зрівняється з нижнім краєм «приймача вантажної системи» або створити поглиблення в районі «приймача» для того, щоб до моменту виникнення критичного рівня танк був би вже порожній. Це досягається за допомогою таких рішень:

– створення спеціальних конструкцій «приймачів»;

– використання заглибних насосів;

– розміщення вантажних труб у просторі подвійного дна;

– розміщення «приймачів» у колодязях, обгороджених у подвійному дні;

– заливання вантажних насосів з розташованої вище допоміжної цистерни або з іншого вантажного танка, рівень рідини в якому вище насоса;

– застосування вантажних систем, обладнаних вакуумними цистернами.

Метод заливки насоса. Як відмічалося, основна причина зриву насоса – виникнення воронки у «приймачі». Глибина її тим менша, чим нижча подача насоса, отже, поступово знижуючи подачу вантажного насоса, ми можемо звести до мінімуму залишок вантажу. Щоб при цьому не збільшувався час вивантаження танкера, подачу насоса можна відновити, відкриваючи поступово всмоктувальний клапан іншого, повного танка. За рахунок підпору, що створюється вантажем з цього танка, зриву насоса не буде майже до повної зачистки попереднього танка. Однак, такий метод незручний через неможливість його автоматизації. До того ж останній у групі танк таким способом неможливо зачистити.

Метод заливки з невеликої допоміжної цистерни (рис. 4.6), розташованої вище вантажних насосів, використовується у вантажнній системі з перебірковими клінкетами [1,2]. Під час зачистки танка ежектор 1, що приводиться в дію вантажним насосом 4, подає вантаж до допоміжної цистерни 2, підтримуючи насос 4 постійно заповненим. Так відбувається зачистка кормового танка, у який вантаж перетікає з інших танків.

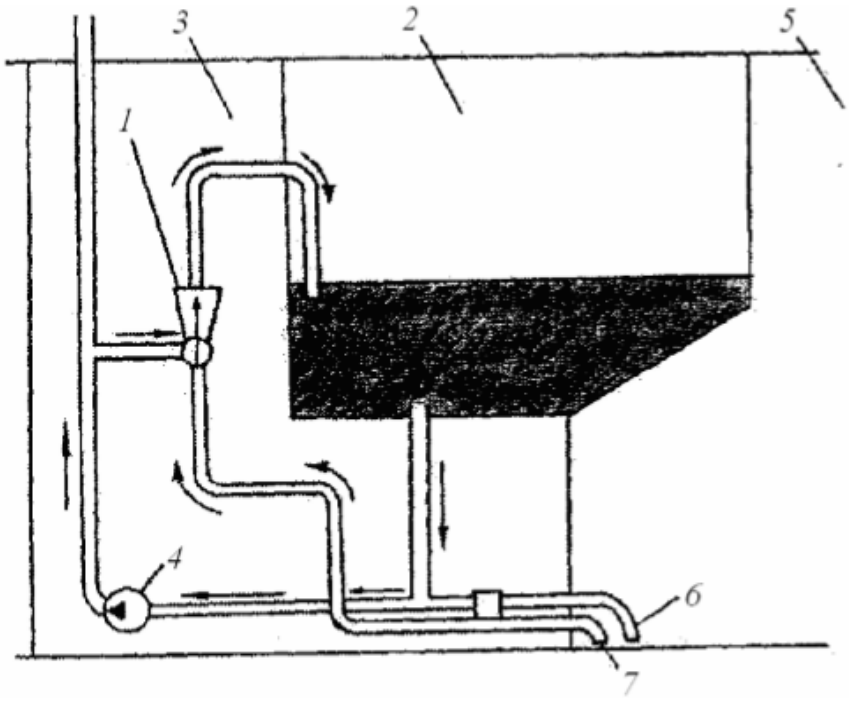


Рис. 4.6. Метод заливки вантажного насоса під час зачистки вантажного танка: 1 – зачисний ежектор; 2 – допоміжна цистерна; 3 – насосне відділення; 4 – вантажний насос; 5 – вантажний танк; 6, 7 – приймальні патрубки вантажного і зачисного трубопроводів

Баластова система. Наливні судна в більшості випадків після вивантаження зворотні переходи роблять без вантажу. Для збільшення осадки, поліпшення керованості й стійкості на курсі, забезпечення повного занурення гребного гвинта і зведення до мінімуму вібрації проводиться баластування судна. При цьому приділяється серйозна увага правильному розподілу великої маси води по відсіках танкера, щоб не викликати високі напруження перегину або прогину корпусу судна, що неприпустимо.

Баластова система сучасного танкера – це система ізольованого баласту. Відповідно до Міжнародних правил морських перевезень (МАРПОЛ 73/78) на танкері може бути ще чистий баласт – прийнятий у чисті вантажні танки, і брудний баласт – прийнятий у брудні вантажні танки, що зазвичай відбувається при погіршенні гідрометеорологічних умов у рейсі.

Баластова система танкера включає в себе танки ізольованого баласту, баластні насоси, магістральні трубопроводи та приймальні патрубки, фільтри, кінгстони для прийняття забортної води, відливні труби.

Питання зачистки баластних танків вирішуються так само, як і у вантажних танків. На танкерах, де вантажна система роздільна, і в баластній системі використовують глибинні насоси. Окрему зачисну систему для баласту зазвичай не будують, але часто застосовують для зачистки ежектори, а іноді навіть вакуумні цистерни.

Баластні трубопроводи не повинні проходити через вантажні танки. Загальна кількість забортної води в баластному переході становить від 30 до 65 % від дедвейту з урахуванням залежності від гідрометеоумов.

Загальні вимоги до насосних установок. Насоси морських нафтоналивних танкерів призначені для вивантаження танкера, зачистки танків від залишків вантажу, баластування і дебаластування судна. Цим їх призначенням відповідають і назви насосів: вантажні, зачистні, баластні. Розташовуються насоси в вантажному насосному відділенні (ВНВ) сучасного танкера, що не має середньої надбудови, між машинним відділенням і кормовим танком. На деяких танкерах є додаткове насосне відділення в носовій частини танкера і рідко – третє відділення в середній частині судна. Однак додаткові насосні відділення мають в основному загальносуднове призначення.

Кормове розташування ВНВ має свої переваги, оскільки привідний двигун при цьому розташовується за непроникною перегородкою в машинному відділенні, диферент судна на корму під час вивантаження забезпечує більш надійне всмоктування відцентрових насосів. Основний же недолік кормового розташування полягає в значній протяжності вантажних магістралей від носових груп танків, що збільшує їх гідравлічний опір.

На подачу вантажного насоса впливає кілька чинників. Крім гідравлічного опору, подача залежить від в'язкості вантажу та висоти рівня його в танку, іншими словами – від величини підпору. У міру зниження рівня продукту в танку підпір знижується і в кінці роботи насоса тиск на всмоктуванні стає трохи нижче атмосферного (0,7 – 0,8 P_a).

У свою чергу в'язкість вантажу залежить від його температури. Підвищення температури знижує в'язкість, що, з одного боку, збільшує подачу, а з іншого – підвищує тиск насичених парів і тим самим погіршує всмоктувальну здатність насоса. В кінці вивантаження починається «прохват» повітря, який різко знижує подачу насоса, а в кінці – її припиняє.

Швидкість руху рідкого вантажу в трубах нафтотанкерів обмежують 3 – 4 м/с на всмоктуванні і 7 – 8 м/с на нагнітанні не тільки через підвищення гідравлічного опору в трубах, а й через виникнення електростатичних зарядів. Це обмеження призводить до збільшення діаметрів труб і розмірів насосів.

Існують для танкерів обмеження за тривалістю вивантаження в порту – не більше 17 годин. Тому діаметри магістральних труб при однаковій кількості вантажних насосів збільшуються практично пропорційно дедвейту. Основні параметри вантажних насосів – подача і напір – при рівних їх кількостях та відносно невеликих розмірах танкерів зростають пропорційно дедвейту. При дедвейті понад 50 тис. т ця залежність стає більш пологою. Межею збільшення напору вантажного насоса вважається напір 150 м вод. ст. У більшому напорі не виникає необхідності. Що стосується подачі, то діапазон її зміни досить широкий. На танкерах, що перевозять сиру нафту, подача відцентрового вантажного насоса досягає 10 – 12 тис. т/год. Кількість насосів на продуктовозах знаходиться в межах 3 – 7, але може бути і більшою залежно від призначення танкера.

На морських танкерах встановлюють поршневі, гвинтові та струменеві насоси, що працюють як зачисні. Використання шестеренних насосів можливе тільки для перекачування вантажів, які не містять твердих забруднень, що на морських нафтовозах практично нереально.

У системах ізольованого баласту встановлюють один відцентровий насос, рідше – два насоси, подача яких дорівнює подачі вантажного насоса, що дозволяє резервувати баластовий насос вантажним, а їх напори значно менше, ніж у вантажних насосів і складають 20 – 50 м вод. ст. Більш високі значення бувають у великотоннажних танкерів унаслідок збільшення висоти борту й осадки.

Системи інертних газів (*СІГ*). Раніше ми ознайомилися з поняттями НМВ, ВМВ, умовами виникнення вибуху і пожежі у вантажному танку. Як було сказано вище, пожежа та вибух можуть статися тільки, якщо вміст вуглеводню вище НМВ і нижче ВМВ, наявне джерело займання, а вміст кисню вище 11 %. Вуглеводні в вантажному танку є практично завжди, тому немає гарантії, що неочікувано не виникне займання, навіть враховуючи обовязкове дотримання протипожежних вимог. Якщо ж газоповітряну суміш розбавити нейтральним газом, то можна знизити концентрацію кисню

до значень нижче 11% за обсягом, і тоді вибух і пожежа будуть виключені.

Крім надійного забезпечення вибухобезпеки СІГ створює додаткові переваги при експлуатації танкера:

– прискорюється процес вивантаження завдяки підпору в танках, що створюється тиском інертних газів (ІГ) (знижується статична складова напору в гідравлічній мережі);

– зменшуються втрати вантажу на випаровування під час перевезення вантажу танкером;

– сповільнюється процес корозії металу за рахунок зниження концентрації кисню в атмосфері танка.

За способом отримання інертні гази поділяються на:

– газ, що складається з очищених і охолоджених газів парових котлів;

– газ, отриманий у спеціальному автономному газогенераторі, встановленому на танкері;

– газ, зазвичай азот, що поставляється на судно в балонах.

Перші два гази після очищення (кондиціювання) мало відрізняються за своїм хімічним складом. Такий газ містить 78 – 82 % азоту, 14 – 18 % вуглекислого газу і 2 – 5 % кисню. Вміст окису сірки, вологи і твердих частинок при дуже ретельному очищенні може дорівнювати нулю або бути близьким до нього.

За способами отримання й очищення газів ІГ класифікується на шість основних типів.

Тип А – системи з відбором інертних газів від димоходів головних і допоміжних котлів з подальшим їх очищенням в апаратах, де вони контактують із забортною водою – скруберах. Це найбільш прості й поширені ІГ, що встановлюються на нафтотанкерах. Їх продуктивність досягає 30 тис. $м^3$/год.

Тип Б – це ті самі системи А, але із застосуванням системи додаткової хімічної очистки газів від оксидів сірки, що вбудована в скрубери. При очищенні водою в системах А видаляється 95 – 99 % оксидів сірки. Якщо в котлах спалюється високосірчистий мазут, то і така концентрація сірки в інертному газі може викликати відчутну корозію металу, особливо при частих баластуваннях танків. Через значні додаткові витрати на технічну соду Na_2CO_3 цей тип ІГ поки широкого поширення не отримав.

Тип В – системи, які характеризуються тим, що в них додатково до функції ІГ типу А виробляється осушення інертних газів або з

допомогою холодильних машин, або за допомогою твердих або рідких сорбентів. Застосування цих систем доцільно при перевезенні вантажів, небезпечно реагуючих з водою, а також таких, що погіршують свої властивості при контакті з нею. При цьому сповільнюється корозія вантажних танків.

Тип Г – система, у якій гази отримують в автономному газогенераторі (АГГ), де відбувається допалювання кисню в високотемпературних відпрацьованих газах після газової турбіни, допоміжного дизеля або котлів. Для цього в пальник, що змонтований в одному корпусі зі скрубером, подається дизельне паливо і свіже повітря. Цей агрегат у цілому називається продуктивною колоною.

Тип Д – спалювання відбувається в АГГ такого ж типу, як і в системі Г, але без допалювання відпрацьованих газів турбін, котлів або допоміжних ДВС, тобто спалюється легке паливо зі зниженим коефіцієнтом надлишку повітря. Це дає можливість отримувати інертний газ зі значно меншим вмістом кисню і сірки, ніж в системах типу А.

Тип Е. При перевезенні деяких вантажів на хімовозах і газовозах до ІГ висуваються жорсткі вимоги, які не можуть задовольнити перераховані вище типи систем за тиском газів або ступенем очищення від вологи, кисню, а іноді й від CO_2. У цьому випадку потрібна додаткова комплектація ІГ холодильною машиною або сорбційною установкою.

Способи і режими інертизації танкерів. Існують два способи інертизації танкерів: *розведення і заміщення*. У назві способів міститься їх суть. У першому випадку газ подається в танк з великою швидкістю так, що він інтенсивно перемішується з газовим середовищем танка. Подача може здійснюватися зверху через трубопровід інертного газу або знизу через вантажний трубопровід (рис. 4.7).

Для інертизації за способом розведення потрібна якомога більша швидкість подачі газу в танк, тому танки цим способом інертизують по одному.

Спосіб заміщення заснований на тому, що щільність інертного газу менше щільності газоподібного вуглеводню.

Якщо повільно подавати інертний газ зверху в танк, а вуглеводневий газ у цей час випускати через підведену до дна танка трубу, то між двома газами утворюється поверхня розділу (рис. 4.8), яка буде зміщуватися повільно вниз до тих пір, поки весь

вибухонебезпечний газ не буде витіснений з танка. Для того, щоб забезпечити повільну подачу газу, його подають одночасно в декілька танків. Спосіб розведення через вантажну систему і спосіб заміщення можливі тільки при інертизації порожніх танків. Таку інертизацію називають продувкою танків.

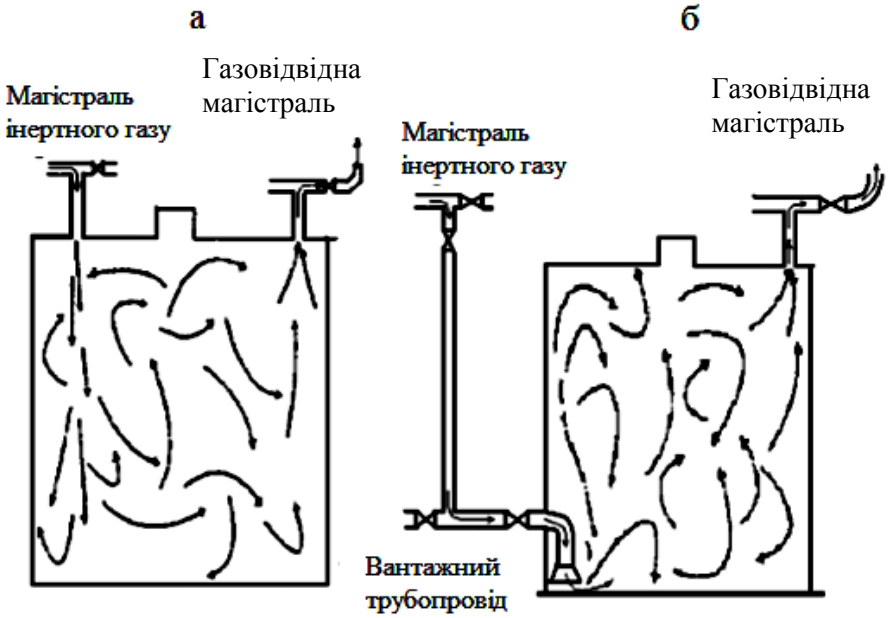


Рис. 4.7. Інертизації танків способом розведення: введення інертного газу зверху (а) та знизу через вантажну магістраль (б)

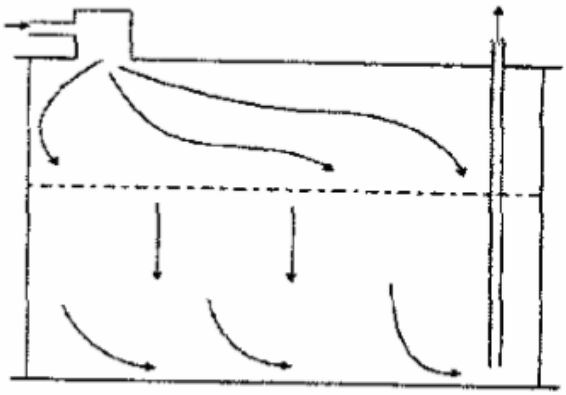


Рис. 4.8. Інертизації танка способом заміщення

Режими роботи СІГ залежно від етапів транспортного процесу відрізняються один від одного. В одних випадках вона працює з повною продуктивністю, в інших включається періодично, в третіх не працює взагалі, а в четвертих її газодувки подають у танки чисте повітря для вентиляції. Розглянемо основні з них:

– продувка порожнього танка перед його завантаженням, прийняття баласту; після дегазації помитого танка у цьому випадку СІГ працює з повною продуктивністю;

– прийняття вантажу або баласту – танк інертизований, але СІГ вимкнена, видалення газу проводиться через газовідвідну систему або продувні труби завдяки видавлюванню його вантажем або баластом;

– злив вантажу або видалення баласту – СІГ працює з подачею, що забезпечує заміщення обсягу танка, що вивільняється;

– миття вантажних танків переносними або стаціонарними мийними машинками, ці танки повинні бути інертизовані, що вимагає в деяких випадках повної продуктивності СІГ.

Миття танків на нафтотанкерах. Миття танків від залишків на танкерах, що перевозять нафту і продукти її переробки, є обов'язковою умовою нормального технологічного процесу вантажоперевезень. Така необхідність виникає в зв'язку з тим, що нафта за фракційним складом неоднорідна, містить важкі домішки, які осідають на дно місткостей з утворенням в'язких відкладів. Вертикальні перебирання та елементи набору судна забруднюються в набагато меншому ступені, але також вимагають очищення. Відклади на днищі й стінках танків виділяють газоподібні вуглеводні, що створюють небезпеку вибуху або пожежі. Відкладення містять тверді включення, просякають іржу, і тому миття танків часто вимагає подальшого видалення цих відкладів та іржі. На кожному танкері ця робота проводиться механізованими способами, але в деяких випадках для ретельного очищення танка потрібна і ручна праця. Ступінь миття та очистки танків може бути різною і залежить від призначення цієї роботи в кожному конкретному випадку.

Миття здійснюється з метою:

– підготовки танкера до баластного переходу;

– видалення з танків відкладів залишків вантажу та іржі в профілактичних цілях і під час оглядів танків;

– підготовки судна до ремонту;

– перед зміною вантажу.

Цей вид робіт може проводитися сирою нафтою, забортною водою або розчином миючого препарату в морській воді.

Миття танків здійснюється в одному з таких станів атмосфери:

– інертизований – загоряння виключено, оскільки танк інертизовано, уміст кисню в ньому не перевищує 8 % від об'єму;

– збіднений – загоряння виключено в результаті навмисного зниження вмісту парів вуглеводню до рівня менше НМВ;

– з невстановленим газовим складом – вміст парів вуглеводню може бути вище або нижче меж вибуховості або знаходиться в їх діапазоні;

– перенасичений – загоряння виключено в результаті навмисного підвищення парів вуглеводню вище ВМВ – не менше 15 % за обсягом.

При митті в перерахованих видах атмосфери повинні виконуватися як загальні заходи безпеки, так і специфічні для кожного варіанта.

До загальних вимог належать:

– миття сирою нафтою – може проводитися тільки в інертизованій атмосфері;

– повна інформація про концентрацію вуглеводнів у танку або неможливість її визначення;

– усі мийні шланги повинні бути заземлені;

– температура і тиск миючої води мають бути відомі;

– повна інформація про продуктивність мийних машинок, а також про тривалість їх паспортного циклу;

– при митті сирою нафтою повинні бути вжиті заходи щодо зниження обводнення нафти.

Специфічні вимоги до миття в кожному з перерахованих випадків визначаються інструкціями, які повинні бути ретельно вивчені членами екіпажів суден, відповідальними за її проведення.

Дегазація танків. Під час дегазації будь-які гази (вуглеводні, інертні гази) з танка витісняються чистим повітрям. Однак дегазація і вентиляція – не одне і те саме, оскільки вентиляція без попереднього миття танка і вибірки твердих відкладів не дасть довгострокової чистоти повітря, необхідної, наприклад, для роботи людей у танку. Вентиляція є заключним етапом дегазації.

Залежно від призначення дегазація умовно поділяється на три види.

Дегазація під баластний перехід. Після вивантаження нафтопродуктів або нафти концентрація вуглеводнів зазвичай залишається вибухонебезпечною і після приймання в танк баласту, якщо після розвантаження танк не вимито. Однак миття в цьому випадку може бути менш трудомістким, ніж в інших випадках. На баластовий перехід допускається концентрація парів нафтопродуктів

50 % і менше від НМВ, що відповідає 0,4 % об'ємних. При такій концентрації робота людей в танку не допускається.

Дегазація для ремонту та огляду танків. Цей вид передбачає тривале знаходження людей у танках, і для них мають бути створені абсолютно безпечні умови (санітарні й протипожежні). У період виконання робіт повинна проводитися постійна вентиляція танка для запобігання можливого підвищення концентрації вуглеводнів у повітрі танка.

Дегазація при зміні вантажу. Ступінь даної дегазації залежить від впливу залишків і парів попереднього вантажу на новий вантаж і в кожному окремому випадку визначається відповідальними за збереження вантажу особами від екіпажу і постачальника вантажу. Особливо жорсткі вимоги до очищення танків і дегазації ставляться при зміні несумісних хімічних наливних вантажів.

Вентиляція вантажних танків здійснюється зазвичай примусово за допомогою вентиляторів, спосіб використання яких може бути різним. Вентилювати танки можна, наприклад, через вантажну систему. Вантажна і вентиляційна системи з'єднуються між собою патрубком з подвійними клинкетами. Вантажний трубопровід при цьому повинен бути промитим. Вентилювати танки можна за допомогою газодувок системи інертних газів через спеціальний патрубок для забору чистого повітря. Переносні вентилятори повинні бути іскробезпечні.

Системи підігріву вантажу. Призначення і класифікація. В'язкість нафти і нафтопродуктів залежить від температури – при зниженні температури деякі з них застигають настільки, що перекачування їх насосом стає утрудненим, а іноді навіть неможливим.

Як вантажні насоси у переважній більшості випадків використовуються відцентрові, до того ж їх основні параметри в значній мірі залежать від в'язкості рідини, що перекачується. Менше на в'язкість вантажу реагують поршневі й гвинтові насоси.

Для підігріву до необхідної температури багатотонної маси нафтопродукту потрібно підвести відповідну кількість теплоти, що потребує потужного джерела енергії, від розвиненої теплообмінної поверхні та теплоносія для доставки цієї теплоти до теплообмінника в танку. Причому повинен бути запас цієї теплової енергії на нейтралізацію теплових втрат, які постійно існують через

інтенсивний теплообмін зовнішньої поверхні судна з морською водою, особливо на ходу судна.

На танкерах використовуються як теплоносії водяна пара (у переважній кількості випадків) і термальне масло. Теплообмін теплоносія і вантажу відбувається в підігрівачах, які можуть бути розташовані в танку на відстані близько 150 мм від днища або винесені за межі танка. В останньому випадку вантаж прокачується через підігрівач насосом. Інші способи підігріву вантажу, наприклад, електричні або з використанням димових газів енергетичних установок хоча й описані в літературі, але на морських суднах застосування поки не знайшли, тому що не пройшли до кінця випробування.

Підігрівачі, змонтовані на днищах танків, називають *трубчастими*. Вони являють собою труби, прокладені у вигляді змійовиків, петель або батарей з прямих труб і колекторів, причому істотного значення не має орієнтація цих підігрівачів – уздовж або поперек судна (рис. 4.9).

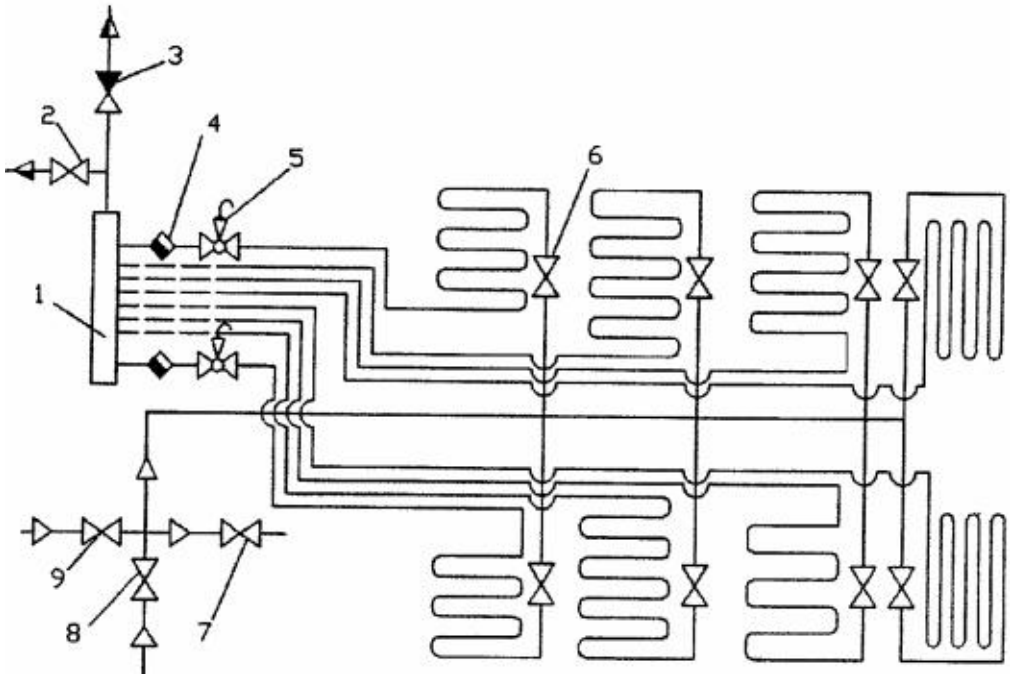


Рис. 4.9. Принципова схема змійовиків горизонтальної системи підігріву вантажних танків: 1 – колектор конденсату; 2 – трубопровід до теплого ящика; 3 – вентиль безповоротний (злив у кишеню); 4 – конденсатовідводка; 5 – кран пробний трійниковий; 6 – вентиль регулюючий; 7 – трубопровід на пропарку танків; 8 – трубопровід продувального повітря; 9 – паропровід від котла

Трубчасті підігрівачі можуть бути спіральними і розташовуватися вертикально або на вертикальних перегородках. Підігрівачі, стаціонарно розташовані на днищі танка, мають істотні недоліки. Вони ускладнюють миття танків, вимивання твердих відкладів, а також схильні до корозії, особливо, якщо в танк періодично завантажують баласт. На нафтонавалочниках їх взагалі доводиться прибирати перед зміною вантажу, наприклад з рідкого на твердий. Однак, якщо потрібен інтенсивний підігрів вантажу, їм альтернативи немає. Їх істотною перевагою є велика теплова потужність, рівномірність прогріву маси вантажу.

Циркуляційний спосіб підігріву вантажу здійснюється за допомогою насоса й окремого теплообмінника, який може бути винесений за межі танка або перебувати в самому танку (рис. 4.10). Застосовується на нафтонавалочниках і на танкерах з роздільними танками і зануреними насосами. Останні в цьому випадку використовують не тільки для вивантаження, але як циркуляційні.

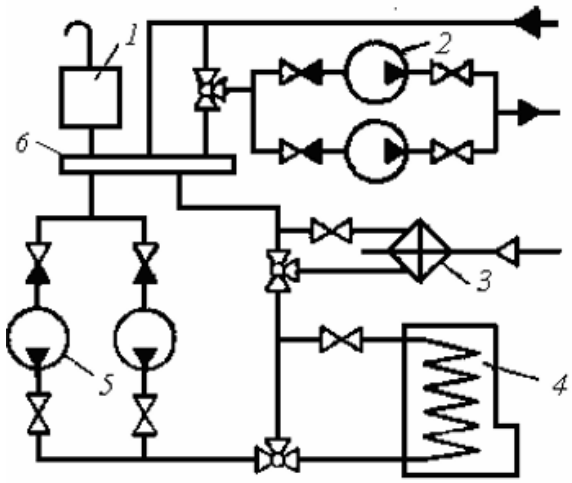


Рис. 4.10. Двоконтурна система підігріву нафтопродуктів термальними рідинами: 1 – розширювальний бак; 2 – циркуляційні насоси вторинного контуру; 3 – утилізаційний термомасляний котел; 4 – допоміжний термомасляний котел; 5 – циркуляційні насоси первинного контуру; 6 – змішувач

Системи вимірювання й управління вантажними операціями. У процесі проведення вантажобаластних операцій (ВБО) та транспортування рідких вантажів екіпаж судна повинен мати постійну інформацію про рівень вантажу, стан газового середовища,

температуру, тиск у танку. Для цього на кожному танкері є вимірювальна система для дистанційного вимірювання перерахованих параметрів.

Крім того, повинні бути переносні прилади для ручного вимірювання в разі необхідності уточнення або дублювання дистанційних вимірювань.

Головні завдання, які вирішують вимірювальні системи і прилади – визначення кількості вантажу на борту судна, створення безпечних умов для проведення ВБО і перевезення вантажу. Крім того, під час експлуатації танкера доводиться вирішувати і ряд супутніх завдань, таких як запобігання забрудненню моря, баластування танкера та ін. Для проведення будь-яких вимірювань необхідні прилади, до яких висуваються такі вимоги:

– гарантування пожежної безпеки;
– надійність;
– зручність користування;
– забезпечення заданої точності вимірювання.

Завдання для самоконтролю

1. Пояснити, яким чином визначається ефективність морських перевезень нафтопродуктів.
2. Пояснити, чому нафтопродукти перевозять у спеціальних місткостях-танках.
3. Класифікувати системи інертизації танків.
4. Пояснити, для чого служить баластна система танкера.
5. Класифікувати морські танкери за дедвейтом.
6. Перелічити основні конструктивні особливості танкерів.
7. Навести засоби миття танків.
8. Окреслити межі, у яких знаходиться вибухонебезпечність повітряно-газової суміші.
9. Пояснити принцип дії системи підігріву на танкерах і їх розподіл.
10. Пояснити головні завдання, що вирішують вимірювальні системи на танкерах.

5. ТРУБОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ*

Розглянуто: класифікацію трубопроводів і способи їх прокладання, будову основного обладнання нафтопроводів та його характеристики.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– *класифікувати системи трубопровідного транспорту;*
– *визначати основні їх параметри у конкретних умовах експлуатації, а також мати уяву про їх конструктивні особливості.*

5.1. Загальні відомості

Під цим терміном у нафтовій та газовій промисловостях розуміють транспорт нафти, нафтопродуктів і газу на значні відстані по трубопроводах. Магістральні трубопроводи і відводи від них діаметром до 1420 мм включно з надлишковим тиском середовища понад 1,18 МПа (12 кгс/см^2) до 15 МПа (153 кгс/см^2) призначені для транспортування вуглеводнів від місця виробництва до місця споживання. Магістральні трубопроводи транспортують:

– нафту і нафтопродукти (включаючи стабільний конденсат і стабільний бензин) від місця їх видобутку, виробництва або зберігання до місць споживання, при цьому до стабільного конденсату і бензину слід відносити вуглеводні (і їх суміші), що мають пружність насичених парів менше 0,2 МПа (2 кгс/см^2) при температурі плюс 20 °С;

– зріджений вуглеводневий газ фракцій C_3 і C_4 і їх суміші, нестабільний бензин і конденсат нафтового газу та інші зріджені вуглеводні з районів їх видобутку або виробництва до місця споживання;

– товарну продукцію в межах компресорних і нафтоперекачувальних станцій, станцій підземного зберігання газу, дожимних компресорних станцій, газорозподільних станцій і вузлів виміру витрати газу;

* У написанні розділу брали участь Манукян Е.С. і Дмитрук О.О.

– імпульсний, паливний і пусковий газ для компресорних станцій, станцій підземного зберігання газу, газорозподільних станцій і вузлів виміру витрати газу, а також для пунктів редукування газу.

Трубопровідний транспорт є найбільш економічним з усіх видів транспорту, майже не залежить від погодних умов і працює протягом року.

Трубопроводи можуть виконувати функції транспортування різних як газоподібних, так і рідких середовищ різної консистенції.

5.2. Класифікація трубопроводів

За своїм призначенням трубопроводи поділяються на такі групи:

- внутрішні, які з'єднують різні установки на промислах (внутрішньопромислові), нафтогазопереробних заводах і газонафтосховищах режим їх роботи визначається регламентом роботи промислу або заводу;

- місцеві, що в порівнянні з внутрішніми трубопроводами мають велику протяжність і з'єднують нафтогазопромисли (міжпромислові) або нафтогазопереробні заводи з головною станцією магістрального трубопроводу, працюють за регламентом поставок нафтогазопродуктів;

- магістральні - характеризуються великою протяжністю, високою пропускною здатністю і з'єднують постачальника нафтогазопродуктів зі споживачем; у зв'язку з великою довжиною перекачування ведеться не однією, а декількома станціями, розташованими вздовж траси; режим роботи трубопроводів - безперервний (короткочасні зупинки носять випадковий характер або пов'язані з ремонтно-відновлювальними роботами);

- технологічні - характеризуються малою протяжністю і служать для забезпечення працездатності в заданих режимах технологічних установок перекачувальних станцій магістральних трубопроводів, газонафтосховищ і нафтобаз; режим роботи визначається технологічним регламентом обладнання, класифікуються за родом речовини, що транспортується, матеріалом труб, робочими параметрами, ступенем агресивності середовища, місцем розташування, категоріями і групами.

У цьому випадку трубопроводи поділяють:

– за родом речовини, що транспортується, на нафто-, газо-, паро-, водо-, конденсато-, мастило-, бензо-, кислото-, аміакопроводи та інші;

– за матеріалом на металеві, неметалеві й футеровані.

До металевих відносять сталеві (виготовлені з вуглецевої, легованої і високолегованої сталі), мідні, латунні, титанові, свинцеві, алюмінієві, чавунні, біметалеві. До неметалевих – поліетиленові, вінілпластові, фторопластові та скляні. До футерованих – трубопроводи з поверхнями, покритими гумою, поліетиленом, фторопластом або емальовані.

За умовним тиском речовини, що транспортується, поділяють на вакуумні (нижче 0,1 МПа), високого тиску (понад 10 МПа), низького тиску (до 10 МПа) і безнапірні, що працюють без надлишкового тиску.

За температурою речовини поділяють на холодні (температура нижче 0°С), нормальні (від 1º до 45ºС) та гарячі (від 46ºС і вище).

За ступенем агресивності речовини розрізняють трубопроводи для неагресивних, мало- і середньоагресивних середовищ.

За місцем розташування – на внутрішньоцехові та міжцехові.

Внутрішньоцехові з'єднують окремі апарати і машини в межах однієї технічної установки і розміщуються всередині будівлі або на відкритому майданчику, мають складну конфігурацію з великою кількістю деталей, арматури і зварювальних з'єднань. За конструктивними особливостями можуть бути обв'язувальні та розподільні. Міжцехові з'єднують окремі технологічні установки, апарати і місткості, що знаходяться в різних цехах, характеризуються досить довгими прямими ділянками (довжиною до декількох сот метрів) з порівняно невеликою кількістю деталей, арматури і зварних з'єднань.

За ступенем впливу на організм людини шкідливих речовин – на чотири класи небезпечності: 1- надзвичайно небезпечні, 2 - високо небезпечні, 3 - помірно небезпечні, 4 - малонебезпечні.

За призначенням:

– викидні лінії - транспортують продукцію свердловин від гирла до ГЗУ;

– нафтогазосбірні колектори - розташовані від ГЗУ до ДНС;

– нафтозбірні колектори - розташовані від ДНС до центрального пункту збору (ЦПЗ);

– газозбірні колектори - транспортують газ від пункту сепарації до компресорної станції.

За величиною напору:

– високонапірні - вище 2,5 МПа;

– середньонапірні - 1,6 – 2,5 МПа;

– низьконапірні - до 1,6 МПа;

– безнапірні (самопливні).

Самопливним називається трубопровід, переміщення рідини в якому відбувається тільки за рахунок сил тяжіння. Якщо при цьому нафта і газ рухаються окремо, то такий нафтопровід називають вільносамопливним, а при відсутності газової фази - напірносамопливним.

За типом укладання: підземні, наземні, надземні, підвісні, підводні.

За гідравлічною схемою:

– прості, тобто не мають відгалужень;

– складні – мають відгалуження або змінну відносно довжини витрату, або вставку іншого діаметра, або паралельну ділянку;

– кільцеві.

За характером заповнення перерізу:

– з повним заповненням перерізу труби рідиною;

– з неповним заповненням перерізу.

Повне заповнення перерізу труби рідиною зазвичай буває в напірних трубопроводах, а неповне може бути як в напірних, так і в безнапірних трубопроводах. З повним заповненням перерізу рідиною частіше бувають нафтопроводи, що транспортують товарну нафту, тобто без газу, і рідше - викидні лінії. Нафтозбірні колектори звичайно працюють з неповним заповненням перерізу труби нафтою, оскільки верхня частина перерізу колектора зайнята газом, що виділився в процесі руху нафти.

Внутрішні, місцеві й магістральні трубопроводи залежно від робочого тиску підрозділяються на два класи: I - 2,5 – 10 МПа; II - 1,2 – 2,5 МПа. Магістральні нафтопроводи та нафтопродуктопроводи відповідно до умовного діаметра трубопроводу $Д_у$ (мм) поділяються на чотири класи: I - при $1000 < Д_у < 1500$; II - при $500 < Д_у < 1000$; III - при $300 < Д_у < 500$; IV - при $Д_у £ 300$.

За місцем і способом прокладання трубопроводи та ділянки трубопроводів поділяють на п'ять категорій:

I - ділянки газопроводів з 1000 ³ $Д_у$ ³ 700, що проходять при підземному і наземному прокладанні через водні перешкоди, залізничні й автомобільні дороги, ділянки газопроводів при надземному прокладанні через водні перешкоди довжиною понад 25 метрів, залізниці загальної мережі, автомобільні дороги II, III і IV категорій, а також ділянки нафтопроводів з 700 £ $Д_у$ £ 1000, що проходять через водні перешкоди протяжністю до 1000 метрів, болота III типу, залізниці загальної мережі, автомобільні дороги I і II категорій і тунелі в гірській місцевості;

II - ділянки газопроводів з 1000 ³ $Д_у$ ³ 700, що проходять при надземному прокладанні через заплави річок шириною до 25 метрів, болота III категорії, під'їзні залізниці, автомобільні дороги I і II категорій, по підроблюваних і територіях, схильним до карстових явищ, газо-, нафто- і нафтопродуктопроводи, які прокладаються в одному технічному коридорі в межах відстаней, зазначених відповідними нормативами;

III - ділянки трубопроводів, що проходять через болота I типу, автомобільні дороги III, IV і V категорій, трубопроводи, що прокладаються в барханних пісках в умовах пустель, трубопроводи для транспортування газу з $Д_у$ ³ 1200 мм, трубопроводи для транспортування нафти з $Д_у$ ³ 700 мм, при підземному, наземному і надземному прокладанні в північній будівельно-кліматичній зоні, а також газопроводи з $Д_у$ £ 1200 мм і нафтопроводи з $Д_у$ £ 700 мм, тільки при наземному і надземному прокладанні в тій же зоні;

IV - трубопроводи для транспортування газу з $Д_у$ £ 1200 мм, трубопроводи для транспортування нафти з $Д_у$ ³ 700 мм, при підземному прокладанні в північній будівельно-кліматичній зоні;

V - ділянки нафтопроводів з $Д_у$ ³ 1000 мм, що проходять через руслові частини судноплавних річок і несудноплавних з шириною дзеркала води більше 25 метрів, через болота III категорії, а також газопроводи, що розташовані всередині будівель і на території компресорних станцій.

Сучасні нафтопроводи, протяжність яких сягає 1000 км і більше, являють собою самостійні транспортні підприємства, обладнані комплексом головних, проміжних перекачувальних (насосних) станцій значної потужності, а також наливними станціями з усіма виробничими та допоміжними спорудами (рис. 5.1).

Нафта від свердловин за індивідуальними нафтопроводами надходить на нафтозбірні пункти, а звідти по нафтозбиральних трубопроводах на головні споруди – установку комплексної підготовки нафти (УКПН), на яких вона відстоюється, зневоднюється, відділяється від нафтового газу і т. д. Звідси нафта подається на головну насосну станцію (ГНС), а далі – у магістральний нафтопровід. Проміжними насосними станціями (ПНС) нафта перекачується до кінцевої насосної станції (КНС), а потім споживачеві. Періодично внутрішню порожнину нафтопроводу окремими його ділянками очищають від забруднень і парафіну, що осідають на стінках, спеціальним скребком, який пропускається у ході перекачування нафти. Параметри нафти заміряють на УКПН і всіх насосних станціях (НС). Склад магістрального нафтопродуктопроводу (наприклад, бензинопроводу) в основному аналогічний складу нафтопроводу. Відмінність полягає лише в тому, що нафтопродуктопровід має велику кількість відводів до нафтобаз.

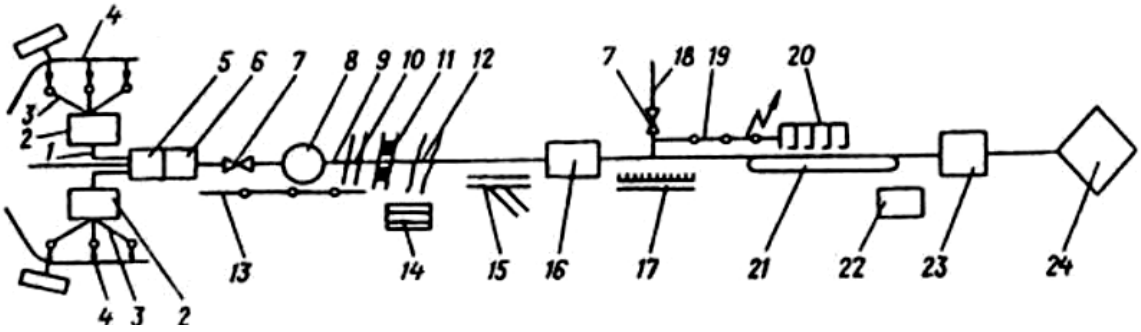


Рис. 5.1. Склад магістрального нафтопроводу: 1 – нафтозбірні промислові трубопроводи; 2 – нафтозбірні пункти; 3 – нафтова свердловина з нафтопроводом від її гирла до нафтозбиральних пунктів; 4 – нафтопроводи з насосами законтурного або внутрішньоконтурного заводнення; 5 – головні споруди з резервуарним парком; 6 – ДПС; 7 – запірна арматура (відключаюча засувка) в колодязі; 8 – камера прийняття і пуску скребка; 9 – магістральний нафтопровід; 10 – перехід через малу природну (або штучну) перешкоду; 11 – перехід через залізницю (або шосейну дорогу); 12 – перехід через велику водну перешкоду; 13 – лінія технологічного зв'язку; 14 – аварійний запас труб; 15 – експлуатаційна дорога і під'їзд до неї; 16 – ПНС з резервуарним парком; 17 – захисна споруда; 18 – відведення до проміжного споживача; 19 – лінія електропередачі; 20 – система електрохімічного захисту; 21 – лупінг; 22 – вертолітний майданчик; 23 – КНС з резервуаром; 24 – споживач

Під час транспортування нафти і нафтопродуктів доводиться долати значні гідравлічні опори у трубопроводі, тому для підтримки необхідного тиску і швидкості руху рідини встановлюють декілька насосних станцій по довжині трубопроводу.

При проектуванні магістральний сучасний нафтопровід і нафтопродуктопровід розглядаються як єдиний комплекс споруд, що забезпечують необхідні режими роботи трубопровідної системи за прийнятою схемою транспорту нафти і нафтопродуктів.

Технологічна схема нафтопродуктопроводу залежить від призначення, протяжності, характеристики траси та інших чинників.

Схеми магістральних нафтопроводів визначають напрямки перекачування нафти з нафтових родовищ до нафтопереробних заводів, а також на морські, річкові пункти наливу, а схеми магістральних нафтопродуктопроводів – напрямки перекачування нафтопродуктів (бензину, гасу, мазуту та ін.) від нафтопереробних заводів у райони їх споживання – до нафтобаз та наливних станцій.

5.3. Способи спорудження трубопроводів

Сучасне будівництво магістральних газонафтопроводів базується на основних схемах конструктивних рішень: підземна, надземна, наземна і підводна.

Підземне прокладання (рис. 5.2) магістральних газонафтопроводів характеризується такимим основними нормами: глибина закладення h_3 газонафтопроводів до верхньої утворюючої труби повинна бути не менше 0,8 м при діаметрі до 1000 мм і не менше 1 м при діаметрі 1000 мм і більше, у болотах або торф'яних ґрунтах, що підлягають осушенню, h_3 = 1,1 м; у піщаних барханах h_3 = 1 м (рахуючи від нижніх відміток меж барханних знижень); у скельних ґрунтах і болотистій місцевості h_3 = 0,6 м; для трубопроводів діаметром до 700 мм ширина траншеї по дну В буде $Д_у$ + 300 мм, для трубопроводів діаметром 700 мм і більше В = l,5 $Д_у$, для трубопроводів діаметром 1200 і 1400 мм при схилах траншей більше 1:0,5 В = $Д_у$ + 500 мм. Підземні газонафтопроводи в скельних і щебенистих ґрунтах укладають на підсипку з м'якого ґрунту шаром не менше 10 см і присипають зверху також м'яким ґрунтом шаром 20 см для захисту ізоляційного покриття від пошкодження.

Крім того, можна використовувати спеціальні пристрої типу футерувальних матів та ін. Переходи магістральних

газонафтопроводів через водні (великі й малі) перепони, болота, яри, балки, залізниці й автомобільні дороги прокладають переважно підземно. Але в усіх випадках вибір типу переходу повинен проводитися на підставі порівняння техніко-економічних показників різних варіантів.

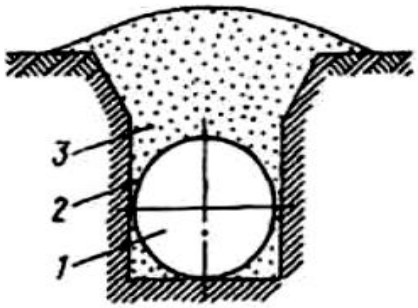


Рис. 5.2. Схема підземного прокладання нафтопроводів:
1 – трубопровід; 2 – профіль траншеї; 3 – ґрунт зворотної засипки

Підводні переходи газонафтопроводів через великі водні перешкоди проектують на основі даних гідрологічних, інженерно-геологічних, топографічних і господарсько-регіональних досліджень. Ці переходи, як правило, заглиблюють у дно водойм або річок нижче нанесених донних відкладів для запобігання оголення трубопроводів, що призводить до виникнення вібрацій, пошкодження трубопроводів якорями судів і руйнування. Верхня утворююча забалластованого (привантаженого) підводного трубопроводу повинна знаходитися на 0,5 м нижче прогнозованого граничного профілю розмиву русла річки (25-річний прогноз). Межі підводного переходу визначаються місцями установки запірної арматури (кранів або засувок) на берегах водойм або річок. Підводні переходи газонафтопроводів повинні прокладатися, як правило, нижче за течією від існуючих або проектованих мостів, пристаней, водозаборів та інших гідротехнічних споруд; від залізничних і автомобільних мостів, промислових підприємств і гідротехнічних споруд при діаметрах трубопроводів 1000 мм і більше ця відстань повинна бути відповідно 300 і 500 м; від пристаней і річкових вокзалів при тих же діаметрах – 1000 і 1500 м; від водозаборів – 3000 м. Оскільки підводні переходи газонафтопроводів прокладають дво- і багатонитковими, мінімальна відстань між осями сусідніх ниток має становити 30 і 50 м для діаметрів трубопроводів відповідно до 1000 мм і більше цього

діаметра. У руслової частини підводних переходів криві вставки труб можуть бути передбачені лише в особливих, виняткових випадках. Як правило, профіль підводної траншеї повинен відповідати природному (вільному) радіусу вигину нитки трубопроводу. Підземна прокладка газонафтопроводів на болотах залежно від потужності торф'яного шару і гідрорежиму передбачається або на ґрунт, або безпосередньо у торфяному шарі. При цьому для запобігання спливання ділянки газонафтопроводів баластують (привантажують) спеціальними навісними (залізобетонними) вантажами, суцільними покриттями з торкретбетону, збірними залізобетонними шкаралупами, а також закріплюють гвинтовими, гарпунними анкерами або такими, що розкриваються в мінеральному ґрунті. Підземні переходи газонафтопроводів через залізничні й автомобільні дороги прокладають нижче підошви їх насипів у спеціальних захисних трубах-футлярах (кожухах), діаметри яких повинні бути на 200 мм більше діаметрів труб. Захисні оболонки не встановлюють при перетині газонафтопроводами автомобільних доріг категорії V, автомобільних доріг промислових підприємств усіх категорій, а також польових доріг. Кінці кожуха виводяться на 25 м від крайніх колій залізниць і на 10 м від автомобільних доріг. Кожухи магістральних газопроводів обладнують витяжними свічками, а від кожухів нафтопродуктопроводів відводять аварійні канави з оглядовими колодязями.

Надземне прокладання (рис. 5.3) магістральних газонафтопроводів (в основному газопроводів) застосовують у районах багаторічномерзлих і слабостійких ґрунтів, гірничих виробок, пустель і боліт, на великих і малих переходах через природні перешкоди.

Надземні трубопроводи та їх ділянки мають пристрої, що компенсують термічні деформації: надземна прокладка «змійкою», надземні газопроводи зі слабовигнутими ділянками та ін. Залежно від конструкції опор надземні переходи бувають: однопрогонові; багатопрогонові, безконсольні без компенсаторів (опори на ґрунт або плиту); багатопрогонові консольні з компенсаторами (опори зі стояків, паль та інших конструкцій), без компенсаторів, з Г-подібними компенсаторами, з П-подібними компенсаторами, з компенсацією за типом «змійка»; висячі однопрогонові, багатопролітні з пилонами, з опорами, закладеними в скелі; вантові, арочні, шпренгельні, типу «провисаюча нитка» та ін.

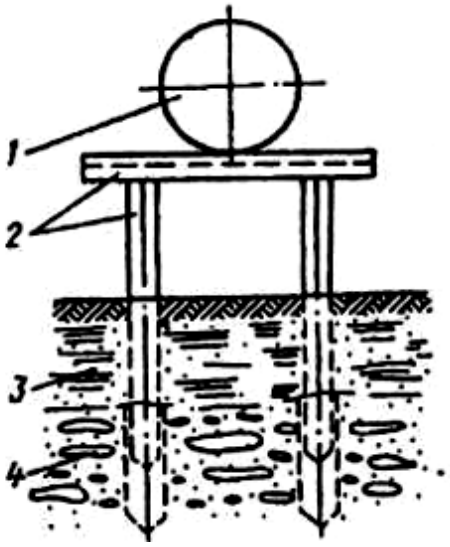


Рис. 5.3. Схема надземної прокладки газонафтопроводів:
1 – трубопровід; 2 – опори; 3 – діючий шар; 4 – багатолітньомерзлий ґрунт

При надземному прокладанні газонафтопроводів використовують несучу здатність самого трубопроводу. Наземну прокладку (рис. 5.4) магістральних газопроводів застосовують порівняно рідко. При цьому необхідно дотримуватися таких умов: у болотах, заболоченій і обводненій місцевостях газопровід слід укладати на підготовлену основу й обкладати спочатку торфом, а потім мінеральним ґрунтом з канави-резерву (рідше привізним грунтом); це дозволяє виключити застосування коштовних засобів (залізобетонних привантажувачів, анкерів) для закріплення газопроводу на проектній позначці, необхідних при підземному прокладанні, але в той же час призводить до порушення поверхневого гідрорежиму в зоні смуги прокладки газопроводу, вимагає облаштування спеціальних водопропусків, додаткових витрат на збереження насипу при експлуатації газопроводу; на скельних ґрунтах, покритих шаром мінерального ґрунту невеликої потужності, газопровід слід укладати на спланована поверхню та обкладати мінеральним ґрунтом, що дозволяє виключити роботи, що дорого коштують, з улаштування траншеї в скельних ґрунтах, «ліжка» з м'якого ґрунту під газопровід і його присипання м'яким ґрунтом.

Прокладку з частковим заглибленням (рис. 5.5) застосовують при будівництві магістральних газопроводів в умовах болот, скельних ґрунтів з покривним шаром мінерального ґрунту малої потужності, у заболоченій і обводненій місцевостях.

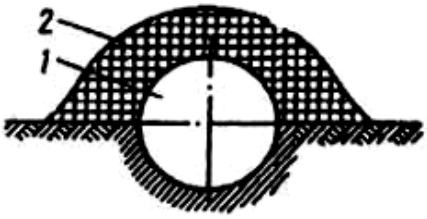


Рис. 5.4. Схема наземної прокладки газопроводів

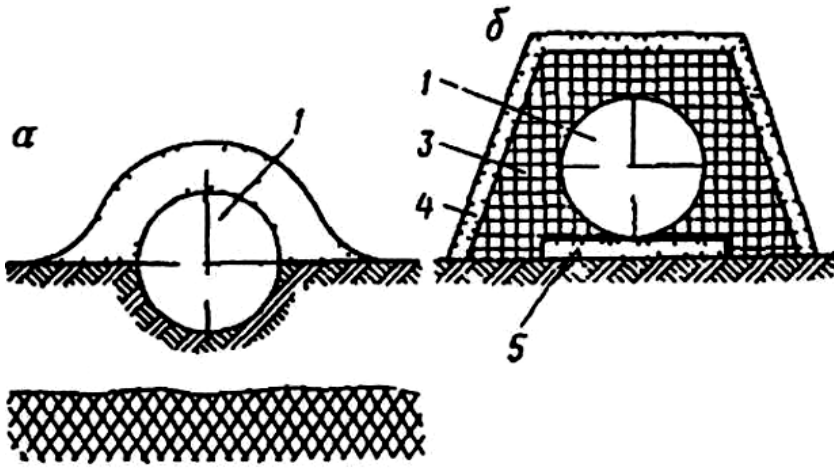


Рис. 5.5. Схема прокладки трубопроводу з частковим заглибленням на болоті (а) і в шарі мінерального ґрунту (б): 1 – трубопровід; 2 – обвалування торфом; 3 – обвалування мінеральним ґрунтом; 4 – шар мінерального ґрунту; 5 – скельний ґрунт

Вартість прокладки газопроводів з частковим заглибленням менше вартості підземної прокладки через різке скорочення обсягу земляних робіт і можливість розробки траншеї-канави невеликої глибини (до 0,6 – 0,8 м) навісними (до болотного трактора) канавокопачами.

При будівництві *морських трубопроводів* застосовують різні способи їх прокладки, які залежать від ряду факторів, що визначають організацію будівельного процесу (наявність технічних засобів, конструкція і призначення трубопроводу, гідрометеорологічні та геологічні умови району будівництва, топографія морського дна, період проведення робіт, умови судноплавства і т. д.). В останні 10 – 15 років у вітчизняній і зарубіжній практиці почали застосовуватися принципово нові способи прокладки трубопроводів у морських умовах, класифікація яких наведена на рис. 5.6.

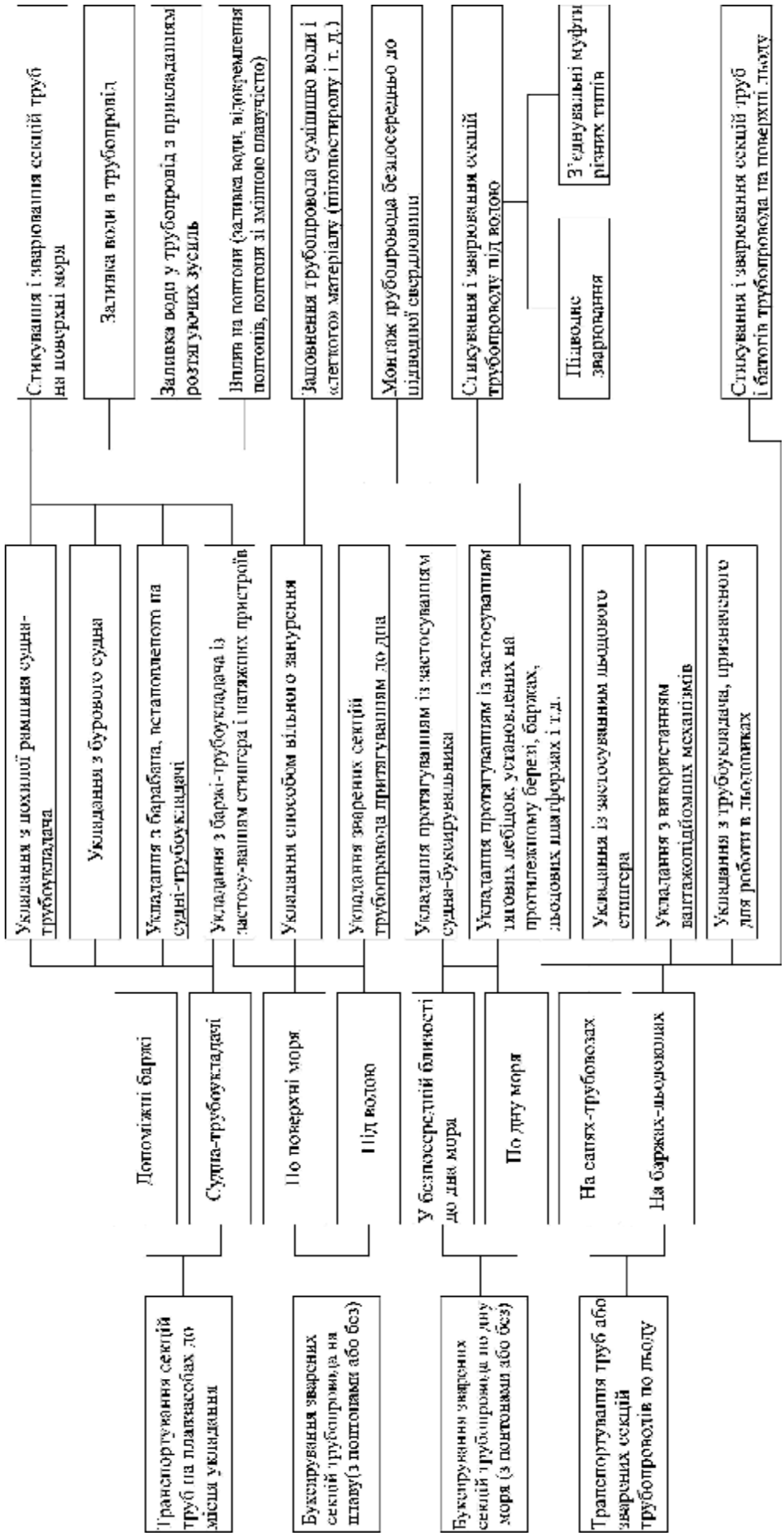


Рис. 5.6. Класифікація способів прокладки підводних трубопроводів

При способі прокладання морських трубопроводів, що включає буксирування ланок трубопроводу на плаву або по дну моря, для їх виготовлення на березі моря використовують дві схеми організації робіт. За першою схемою секції труб виготовляють у базових умовах, а потім перевозять на береговий монтажно-зварювальний майданчик, показаний на рис. 5.7, для зварювання їх у довгомірні ланки (до 2 км). Друга схема передбачає доставку труб безпосередньо на береговий майданчик, де їх стикують і зварюють у ланки. Подібна технологія була використана при будівництві чотирьох ниток (протяжністю 18 км кожна) морського газопроводу Апшерон – о. Житловий на Каспійському морі. На береговому монтажному майданчику було організовано масове виробництво секцій труб довжиною 100 м із застосуванням автоматичного зварювання поворотних стиків труб під флюсом.

Монтаж трубопроводу на трубоукладальному судні проводиться конвеєрним способом на його палубі, як показаного на рис. 5.8. Технологічний процес починається з подачі труб із трубних стелажів на поперечний конвеєр краном вантажопідйомністю 100 т. Поперечний конвеєр є початковою ланкою технологічної лінії, розташованої уздовж правого борта судна. З нього труба подається на два центрові візки з обертовими роликоопорами. Центрувальні столи візків можуть переміщувати трубу в вертикальній і горизонтальній площинах. Потім на стику встановлюється центратор і проводиться зварювання двох перших шарів. Після цього стик очищається металевою щіткою і нейлоновим шліфувальним кругом. За сигналом оператора весь трубопровід за допомогою натяжного пристрою переміщується на 12 м. У міру переміщення трубопроводу на трьох зварювальних постах відбувається накладання шарів шва. На п'ятому посту здійснюється контроль якості зварного шва методом рентгеноскопії. На наступних постах – ізоляція і бетонування стиків труб.

У процесі укладання морських трубопроводів стикові зварні з'єднання труб бувають навантажені в значно більшому ступені, ніж сухопутні, тому вимоги до їх зварювання підвищені. Однак через високу вартість трубоукладальних суден (і з інших причин) потрібна висока швидкість виготовлення трубопроводу. У зв'язку з цим для морських трубопроводів зазвичай застосовують найбільш прогресивні механізовані методи складання і зварювання. Поряд з ручним широко використовують автоматичне зварювання.

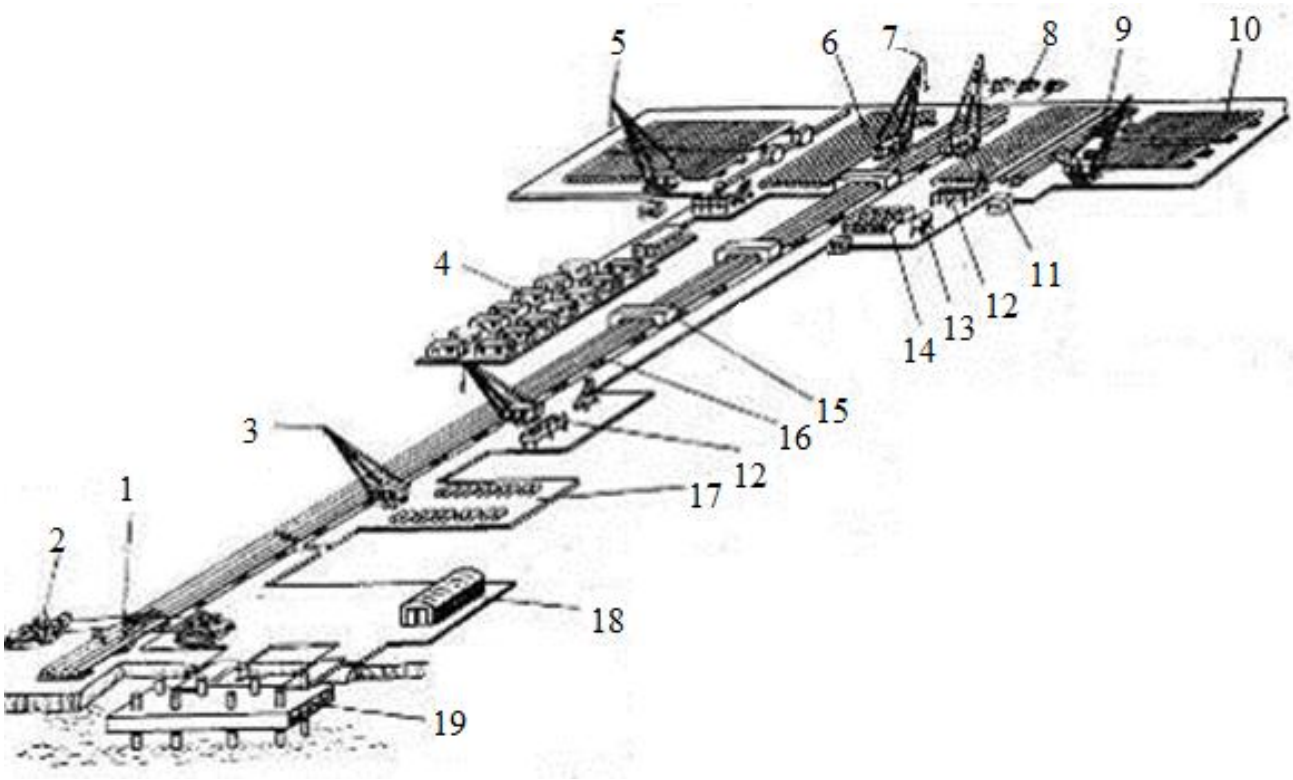


Рис. 5.7. Монтажно-зварювальний майданчик для збирання ланок з бетонованих труб перетином 1020х20 мм (довжина ланки 500 м; пропускна здатність 2 км/добу; габаритні розміри майданчика 500х166 м; число обслуговуючого персоналу 100 – 110 осіб): 1 – лебідка вантажопідйомністю 150 т; 2 – опора для коніфас-блоку; 3 – автокран (вантажопідйомність 16 т); 4 – житлове селище; 5 – кран вантажопідйомністю 60 т; 6 – двотрубні секції довжиною по 24 м; 7 – кран вантажопідйомністю 100 т; 8 – лебідка вантажопідйомністю 5 т; 9 – польова автоматична зварювальна станція ПАУ-1001; 10 – склад труб; 11 – лабораторія контролю зварювання; 12 – установка для приготування бетону; 13 – склад паливно-мастильних матеріалів; 14 – електростанція; 15 – зварювальний пост; 16 – роликова опора; 17 – склад транспортних понтонів; 18 – склад; 19 – причал

Значний досвід зварювання морських трубопроводів, особливо на трубоукладальних судах, накопичено за кордоном. До основних факторів, що визначають якість зварювання поперечних трубних швів на суднах, слід віднести якість металу труб, геометричні розміри і форму кінців труб, спосіб зварювання, якість зварних матеріалів, кваліфікацію зварника, зовнішні навантаження і впливи.

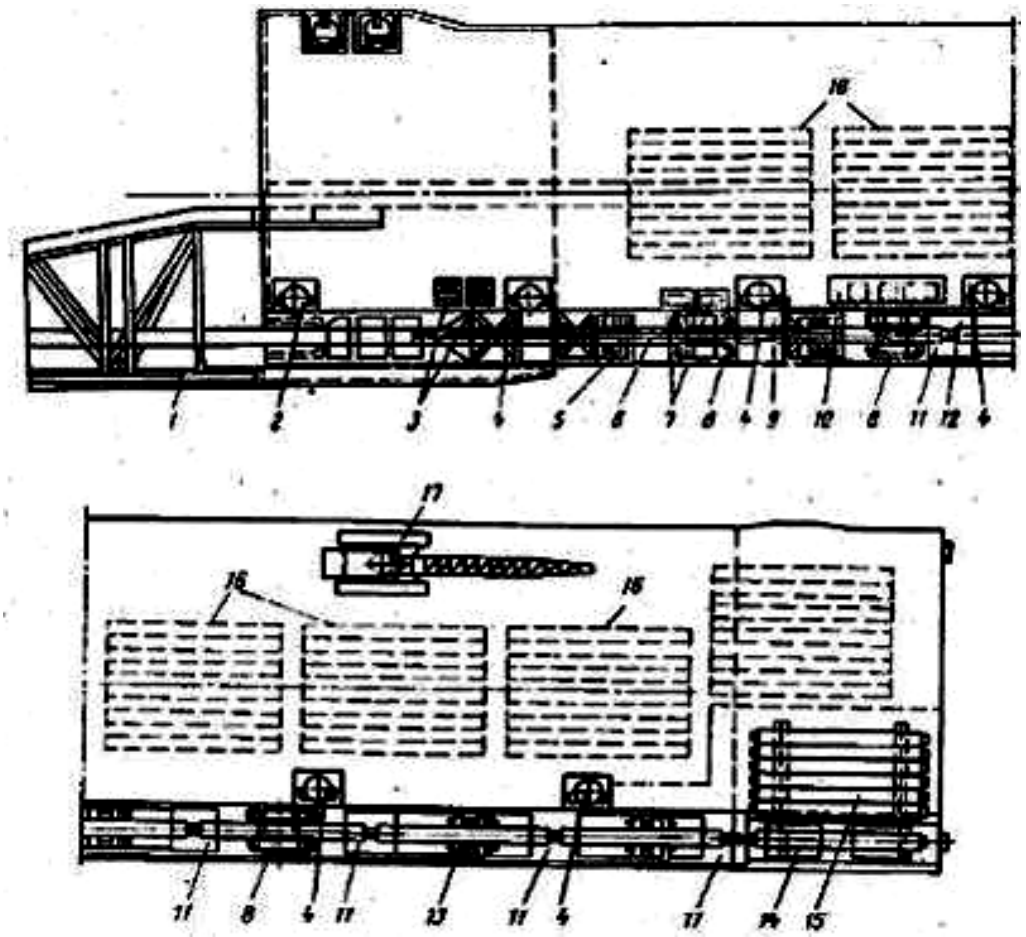


Рис. 5.8. Монтажно-зварювальна лінія на трубоукладальному судні:
1 – стингер; 2 – поворотний кран; 3 – бетономішалка; 4 – кран-балка;
5 – пункт бетонування стиків; 6 – монорейка; 7 – котли для варіння
бітуму; 8 – натяжні пристрої; 9 – пункт ізоляції стиків;
10 – приміщення для контрольних приладів; 11 – зварювальні візки;
12 – пункт рентгеноскопії стиків труб; 13 – роликові опори;
14 – центрувальні візки; 15 – поперечний конвеєр; 16 – стелажі для
труб; 17 – гусеничний кран (вантажопідйомність 100 т)

Одні фактори залежать від якості виготовлення труб на заводі, інші – від організації і технології укладання трубопроводу. Підвищення вимог до морських трубопроводів призвело і до обмеження овальності труб до ± 0,5 %, зменшення вмісту вуглецю в сталях, поліпшення структури металу і застосування добавок ніобію, ванадію і титану.

Зазвичай у разі ручного зварювання шов зварюють одночасно кілька зварників. Зварювання труб перерізом 813 × 19 мм виконують за 8 хв, добова норма становить 130 – 150 стиків.

Слід зазначити, що зварювання труб великого діаметра вимагає виконання ряду умов: застосування як матеріал для труб перлитових сталей з умістом вуглецю не більше 0,15 %, зміщення стиків труб при їх складанні не більше ніж на 2,4 мм.

При будівництві трубопроводів у Північному морі для зварювання неповоротних стиків труб широко використовують автоматичні установки двох типів. На установці «C. R. C. Crose» зварювання проводиться в середовищі вуглекислого газу дротом, що подається в зону зварювання чотирма зварювальними головками, які рухаються по колу труби вздовж шва. На установці «H. C. Price» передбачається застосування мідного прокладного кільця при заварюванні кореня шва із зовнішнього боку труби. Заповнення шва в обох випадках виконують із зовнішнього боку труби. Зварювальні дуги для зменшення деформації трубопроводу діють у протилежних секторах. Час зварювання одного кільцевого шва труби перерізом 813 × 19 мм становить 6 хв.

У нашій країні для дугового зварювання неповоротних стиків труб застосовується установка «Північ-1», яка працює на будівництві наземних трубопроводів і може бути використана при будівництві морських трубопроводів. Контролю піддаються всі стики морських трубопроводів. На великих трубоукладальних суднах застосовують рентгенівську апаратуру напівавтоматичної дії з м'яким випромінюванням, яка забезпечує просвічування стиків за 8 – 10 хв. Останнім часом користуються ультразвуковими методами контролю, що зменшує час діагностики шва до 3 хв. Розглянемо характерні особливості деяких нових способів прокладки морських трубопроводів.

Укладання стингерним методом (або S-методом) ведеться за допомогою спеціалізованих трубоукладальних суден (ТУС), обладнаних спеціальним пристроєм – стингером (рис. 5.9). Стингер сучасного ТУС – це фермова конструкція, що шарнірно закріплена на кормі судна. Від типорозміру трубопроводу і глибини моря в районі укладання залежить кількість секцій стингера (одна або декілька), стингер також може змінювати кут сходу трубопроводу і радіус його кривизни. Радіус кривизни зазвичай змінюється (в певних межах) шляхом регулювання висоти і розташуванням роликових опор, по яких спускається трубопровід.

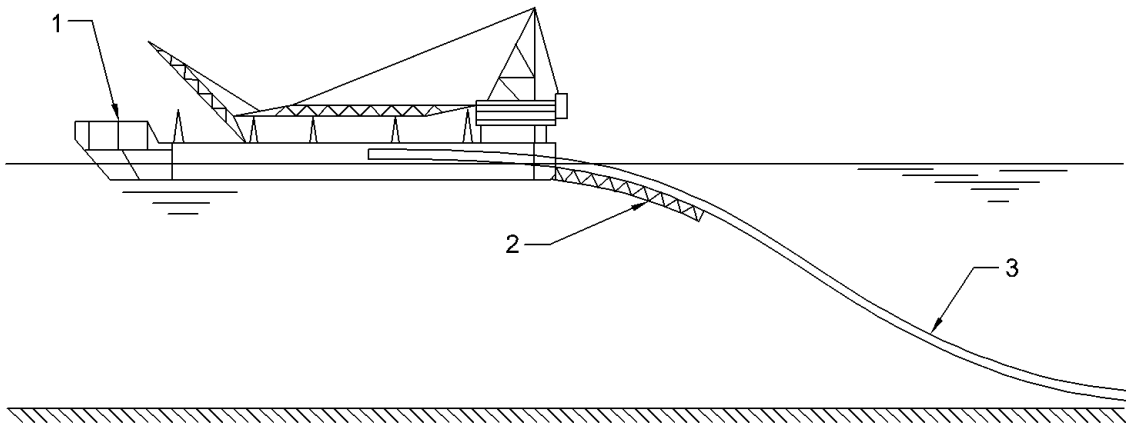


Рис. 5.9. Принципова схема укладання морського трубопроводу стингерним методом: 1 – трубоукладальне судно; 2 – стингер; 3 – трубопровід

Основне призначення стингера – створення пологої лінії спуску трубопроводу, причому радіус стингера розраховується на стадії проектування з урахуванням заданих вимог щодо гранично-допустимих деформацій основного металу трубопроводу.

Прокладка з похилої рампи судна-трубоукладача, показаного на рис. 5.10, проводиться також і з суден, оснащених естакадою для складання і зварювання труб у нитки для укладання на дно з рампи по J-подібній кривій і тяговою лебідкою для натягу нитки трубопроводу.

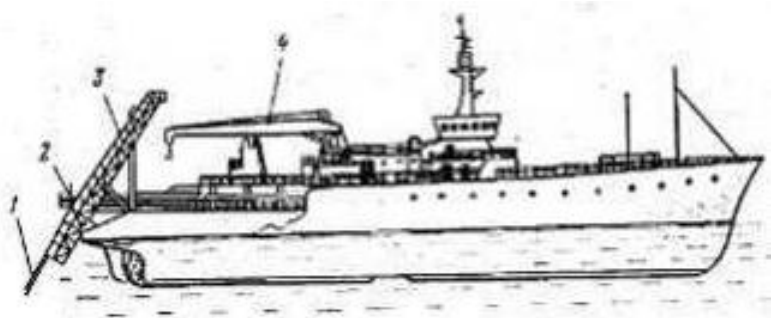


Рис. 5.10. Трубоукладальне судно з похилою рампою: 1 – трубопровід; 2 – стелаж для труб; 3 – похила рампа; 4 – кран

Перевага такого способу – можливість застосування суден значно менших розмірів, ніж трубоукладальні баржі, без використання громіздких стингерів. Стабілізація судна забезпечується вісьмома якірними ланцюгами або системою динамічної стабілізації. При J-образному способі натягу нитки трубопроводу необхідно знижувати напруження в трубопроводі тільки на нижній вигнутій ділянці, що вимагає застосування

натяжних пристроїв значно меншою, ніж на баржах-трубоукладачах, потужністю. Наприклад, при укладанні труб діаметром 50 – 250 мм на глибинах моря від 10 до 200 м зусилля натягу на судні не перевищує 50 – 100 кН. При застосуванні труб довжиною 12 м темп укладання трубопроводів з таких суден становить 240 – 720 м/добу і може подвоїтися при використанні секцій труб довжиною 24 м. Під час роботи з трубами на різьбових з'єднаннях ці темпи можуть бути значно збільшені. Досвід укладання морського трубопроводу діаметром 114 мм протяжністю 1 км на глибині моря 100 м цим способом із застосуванням різьбових з'єднань труб накопичений фірмою ETPM (Франція) у Біскайській затоці. Цією фірмою було використано бурове судно «Астрагаль». Прокладка морських трубопроводів з бурового судна (рис. 5.11) проводиться за допомогою бурової вишки та обладнання, призначеного для морського буріння свердловин. При укладанні трубопроводів бурове судно з динамічною стабілізацією додатково оснащується обладнанням для виготовлення секцій труб на палубі судна, обладнанням для з'єднання секцій труб у безперервну нитку трубопроводу, натяжним пристроєм, містить інсталяційний черевик під вишкою і тягову лебідку. Укладання трубопроводу проводиться по J-подібній кривій, при цьому труби спрямовуються по вишці, як бурові штанги. Роботи можуть проводитися при хвилях силою до 8 балів, якщо при укладанні трубопроводу судно йде на хвилю. Під час роботи із секціями труб діаметром 50 – 250 мм темп укладання може скласти 500 – 1500 м/добу, із секціями труб на різьбових з'єднаннях – 2 – 4 км/добу. Перевага даного способу – можливість проведення одним судном ряду операцій (буріння й облаштування підводних свердловин, переміщення різного підводного устаткування, укладання та з'єднання трубопроводів, кабелів тощо). Прокладка ланок трубопроводу притягненням до дна здійснюється при проведенні робіт із з'єднання двох підводних свердловин на глибинах до 1000 м.

У разі застосування способу вільного занурення ланка трубопроводу з понтонами (до 3 км) транспортується на глибині 10 – 15 м двома буксирами, розташованими в голові та хвості ланки. У районі проведення робіт до кінців трубопроводу кріплять другий комплект тросів, які пропускають через опорні блоки анкерних пристроїв, розташованих на дні моря, і з'єднують з другою парою буксирів.

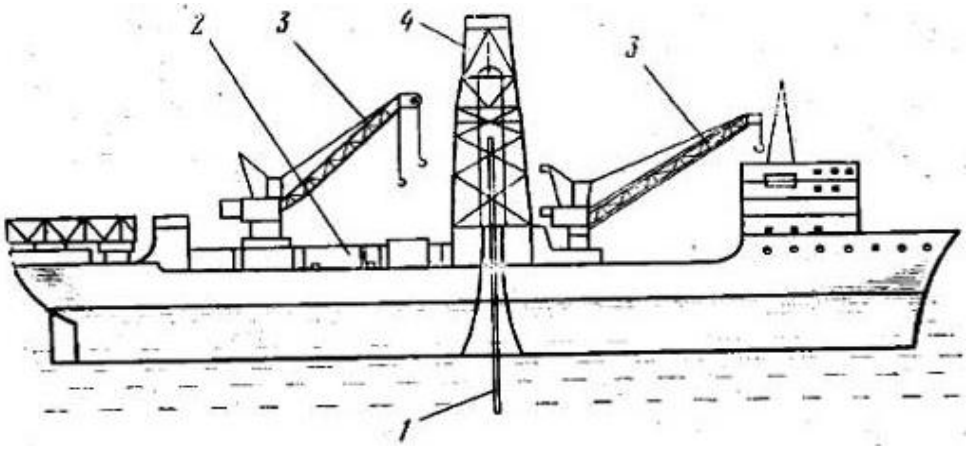


Рис. 5. 11. Трубоукладальне судно з вертикальною вишкою (типу бурового судна): 1 – трубопровід; 2 – стелаж для труб; 3 – кран; 4 – монтажна вишка

Потім від'єднують понтони на кінцях трубопроводу і починають притягувати ланку трубопроводу (одночасно з обох сторін) на дно моря. Коли вона досягає глибини, достатньої для стабілізації кривої провисання, перший комплект тросів від'єднують від буксирів і кріплять до пари потужних понтонів. Остаточне притягання трубопроводу на дно виконують другим комплектом тросів, що проходять через блоки анкерних пристроїв. Цими ж тросами заводять кінці трубопроводу в сполучні пристрої анкерних пристроїв. Після завершення монтажу кінців трубопроводу до анкерних пристроїв ланку трубопроводу повністю опускають на дно, звільняючи від неї понтони. Прокладка способом вільного занурення широко використовується при спорудженні трубопроводів у прибережних зонах (глибина до 30 м), особливо на Каспійському морі. Спочатку можливості цього способу були обмежені погодними умовами, хвилюванням (не більше 2 – 4 балів за шкалою Бофорта) і течією. Надалі був запропонований спосіб буксирування ланок трубопроводу під водою з використанням додаткових понтонів, які утримували їх на глибині 10 – 15 м від поверхні моря. При такому способі транспортування вплив хвиль і поверхневих морських течій на транспортований трубопровід були обмежені, а швидкість буксирування зросла до 10 км/год.

Суть методу укладання вільним зануренням описаний далі.

На березі заготовляють ланки трубопроводу, які обпресовують, баластують і оснащують понтонами для збереження плавучості під час буксирування до місця укладання. Потім їх спускають на воду

різними способами: по роликових опорах, вузькоколійній залізниці з візками та ін. Готові ланки завдовжки до 2 км буксирують до місця укладання, з'єднують на плаву та опускають на ґрунт при невеликій негативній плавучості. При цьому головний кінець ланки залишають на поверхні води або судні для приєднання до нього наступної ланки. Майданчик для з'єднання ланок трубопроводів у морі (рис. 5.12) являє собою понтон з прорізом у середній частині для проходу труб, що стикуються. На майданчику є пристрої для підйому кінців ланок над водою, гідравлічний пристрій для центрування труб, енергетична станція для приводу механізмів і забезпечення ручного зварювання стику, якірний пристрій для утримання майданчика в заданому положенні та обладнання для контролю зварного шва.

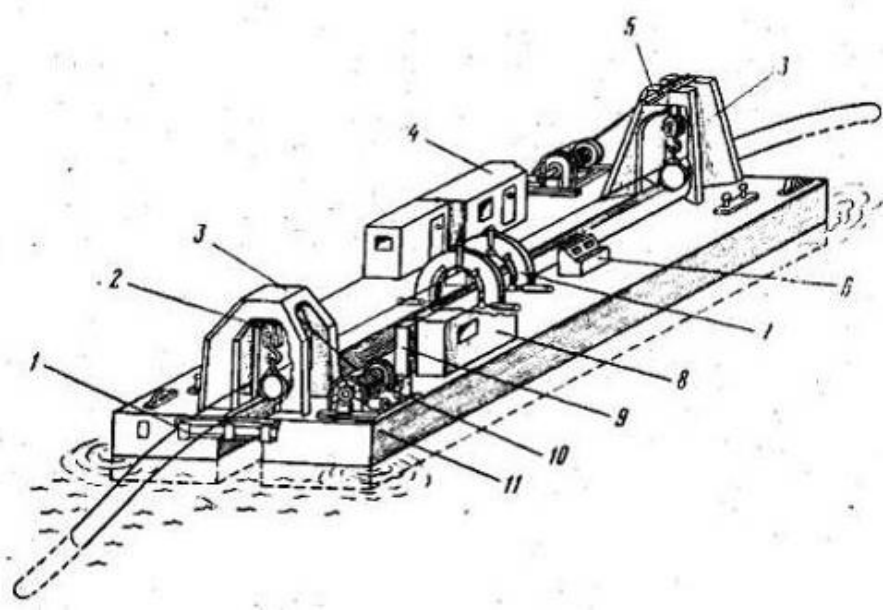


Рис. 5.12. Понтон-майданчик для стикування ланок на плаву:
1 – опорна балка; 2 – поліспаст вантажопідйомністю 48 т; 3 – портал;
4 – рентгенівська лабораторія; 5 – гідродомкрат горизонтального
пересування поліспаста; 6 – насосна станція і пульт керування;
7 – центрувальний портал з гідродомкратом; 8 – електростанція;
9 – зварювальне обладнання; 10 – лебідка вантажопідйомністю 12 т;
11 – понтон

Для запобігання пошкодженню морських трубопроводів якірними пристроями суден і риболовними тралами застосовують їх *заглиблення у грунт* або засипання щебенем. Земляні підводно-технічні роботи при укладанні підводних трубопроводів можуть проводитися в двох видах: спорудження траншей перед укладанням

трубопроводу і спорудження траншей з одночасним укладанням або із заздалегідь укладеним по дну трубопроводом.

За першою схемою траншея 2 розробляється поряд з прокладеним трубопроводом 1 або до укладання трубопроводу на дно (рис. 5.13, а і б відповідно). Сама траншея розробляється підводним траншеєкопачем із керуванням з поверхні води (по кабелю). Ґрунт, що виймається з траншей, укладається вздовж траншеї 3. Якщо глибина води не перевищує 25 м, то можна траншею розробляти з поверхні води за допомогою земснаряду (механічна або гідравлічна розробка).

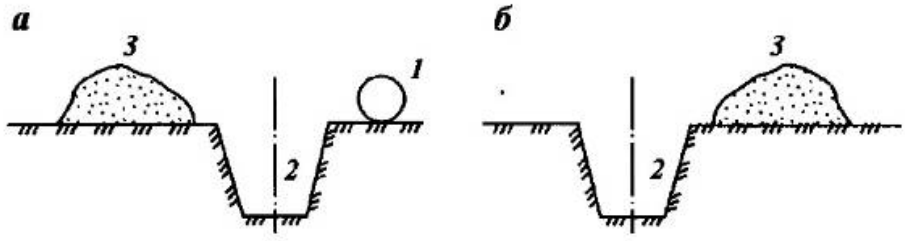


Рис. 5.13. Схеми розробки траншей для підводних трубопроводів

Ґрунт з траншеї забирається за допомогою барж з днищем, що відкривається. Схема показана на рис. 5.14. Земснаряд 1 розробляє траншею 2 і перекачує пульпу по пульпопроводу 3 в баржу 4. У баржі вода частково фільтрується і залишок ґрунту відвозять до місця його вивантаження, яке здійснюється дуже швидко при відкриванні днища 5.

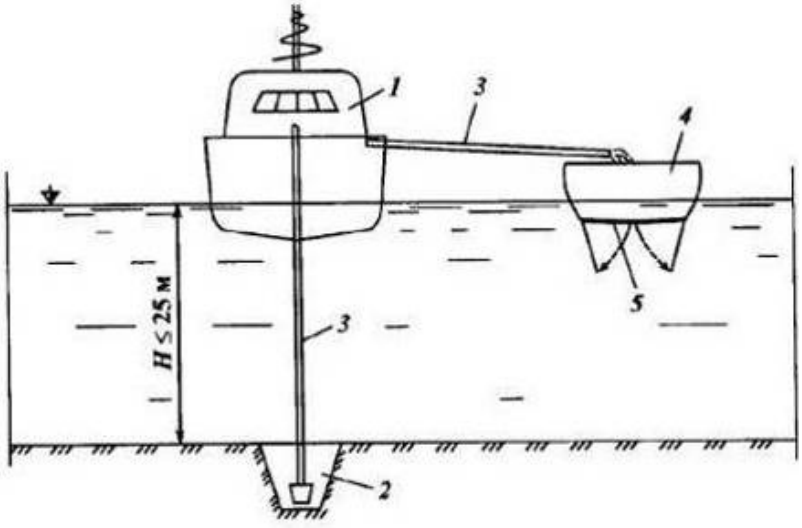


Рис. 5.14. Розробка ґрунту плавучим земснарядом з відвантаженням його на баржу

За другою схемою розробка траншей проводиться або під уже покладеним трубопроводом, або одночасно з укладанням трубопроводу способом протягування.

Спорудження траншеї під уже укладеним на дно трубопроводом виконується за допомогою трубозаглиблювальних пристроїв (снарядів), які мають різноманітну конструкцію.

Показаний на рис. 5.15 трубозаглиблювальний снаряд складається із судна (бази) і трубозаглибника – робочого органу. На плавучій базі розміщуються насоси, компресори, енергетичні установки, кранове обладнання або лебідки для установлення трубозаглибника на трубопровід і підйому його на палубу, якірні лебідки, лебідки для переміщення снаряда, прилади контролю і керування та допоміжні приміщення.

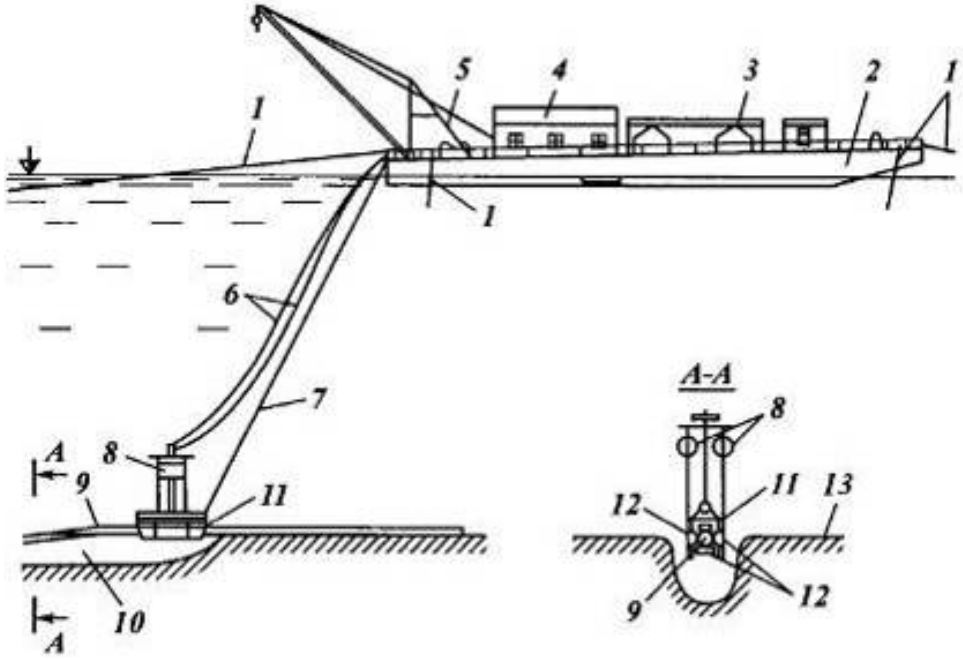


Рис. 5.15. Схема розробки ґрунту трубозаглиблювальним снарядом: 1 – якірний трос; 2 – корпус баржі; 3 – якірні лебідки; 4 – насосно-компресорне обладнання; 5 – буксирна лебідка; 6 – шланги для повітря і води; 7 – буксирний трос; 8 – понтони; 9 – трубопровід; 10 – траншея; 11 – трубозаглибник; 12 – опорні та фіксуючі котки; 13 – морське дно

Основне призначення робочого органу – заглиблення трубопроводу шляхом розробки і видалення ґрунту з-під нього. Трубозаглибник складається з несучої конструкції, опорних і

фіксуючих ковзанок, робочих елементів (гідромоніторної насадки, фрези, грунтососів) і стабілізаторів стійкості положення.

Робочі органи трубозаглиблювальних снарядів поділяються на чотири типи: струменеві, гідроежекторні й пневматичні, фрезерно-гідравлічні, безтраншейні (гідродифузійні).

Безтраншейні трубозаглиблники найбільш економічні за потужністю, що витрачається, при заглибленні трубопроводу в піщані ґрунти. Однак на даний час в основному застосовуються траншейні трубозаглибники, що мають найбільш просте конструктивне рішення. Значне скорочення термінів будівництва підводних трубопроводів і витрат на земляні роботи досягається застосуванням трубозаглиблювальних снарядів, які здійснюють одночасно операції заглиблення трубопроводу і засипку його ґрунтом. При такому способі засипки використовується ґрунт, що отримали під час заглиблення трубопроводу, і тоді не треба транспортувати його з іншого місця. Схема заглиблення трубопроводу з одночасною його засипкою застосована в Японії (рис. 5.16, а). У разі розробки ґрунту на велику глибину в трубопроводі можуть виникнути напруження через його вигин. Зменшення напружень у трубопроводі досягається двоступеневим способом розробки ґрунту, зображеним на рис. 5.16, б, а також при кріпленням до трубопроводу за допомогою напрямних роликів спеціальних поплавків.

Трубопровід, прокладений на морське дно, виконує роль напрямного пристрою. Траншея розрахункової глибини розробляється струминними насадками, у які подається вода від насоса, розташованого на судні, і землесосом, закріпленим під водою на рамі безпосередньо біля трубопроводу. Розроблюваний ґрунт транспортується спеціальними трубами до ділянки засипки покладеного на задану глибину трубопроводу. Такі труби підтримуються кранами, встановленими на основному і допоміжному суднах. Основні й допоміжні судна з'єднані канатами і переміщаються одночасно за допомогою якірних лебідок.

У Німеччині створена установка, призначена для виконання земляних робіт на глибинах до 4 км, яка може бути використана і для розробки підводних траншей на великих глибинах. Установка, що показана на рис 5.17, складається з підводного екскаватора 4, проміжної підводної станції 2 і надводного судна 1.

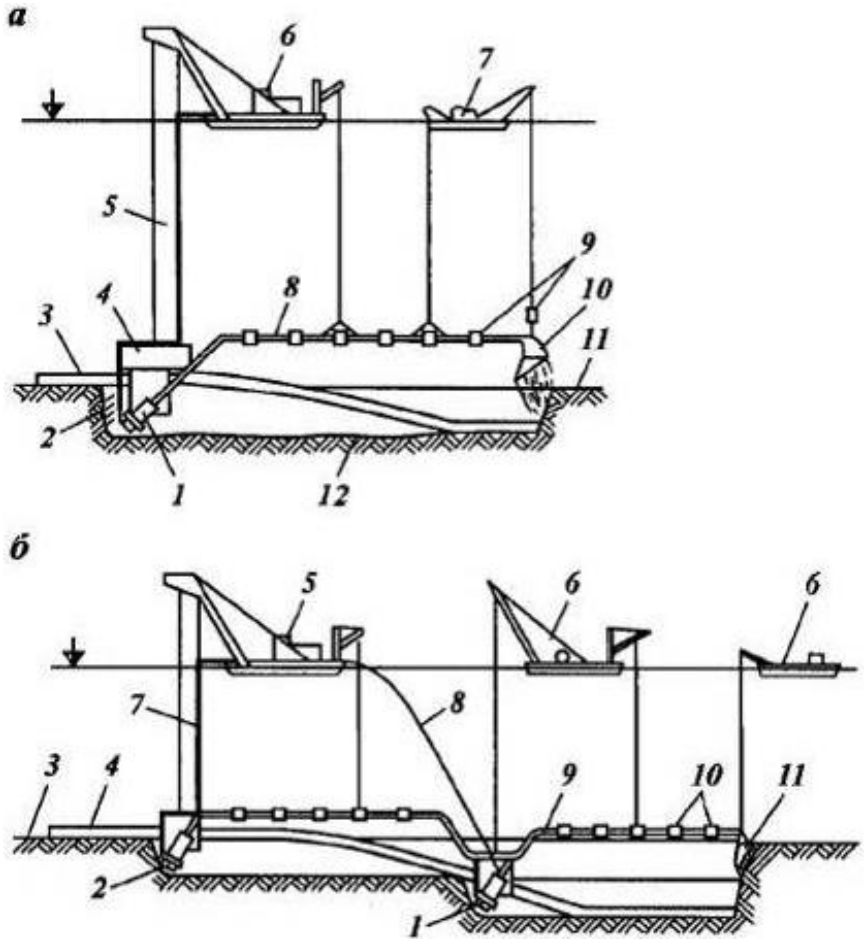


Рис. 5.16. Схеми заглиблення трубопроводу: а) з одночасним засипанням; 1 – землесос; 2 – струменеві насадки; 3 – трубопровід, що заглиблюється; 4 – понтон; 5 – трубопровід подачі води до насадок; 6 – енергетичне судно; 7 – допоміжне судно; 8 – пульпопровід; 9 – поплавки; 10 – патрубок для засипки трубопроводу піском; 11 – морське дно; 12 – дно траншеї; б) двоступеневий спосіб розробки ґрунту з одночасним засипанням трубопроводу; 1, 2 – землесос зі струменевими насадками; 3 – морське дно; 4 – трубопровід, що заглиблюється; 5 – енергетичне судно; 6 – допоміжне судно; 7 – трубопровід для подачі води до насадок; 8 – кабель; 9 – пульпопровід; 10 – поплавки; 11 – патрубок для засипки трубопроводу піском

На стрілі 5 довжиною 15 м укріплено всмоктувальний пристрій 6 з механічним розпушувачем фрезерного типу. Підйом і опускання стріли здійснюється гідроприводом. Екскаватор пов'язаний з проміжною підводною станцією силовими кабелями, дротами системи керування і пульпопроводом 3. Глибина опускання проміжної станції 2 вибирається такою, щоб розроблюваний екскаватором ґрунт у вигляді пульпи надходив у неї за рахунок

перепаду гідростатичного тиску. У проміжній станції відбувається відділення ґрунту від води. З надводним судном 1 проміжна станція пов'язана трубопроводом для подачі розробленого ґрунту на поверхню і трубопроводами великого діаметра, що служать для переміщення обслуговуючого персоналу в підводну станцію, а також для подачі необхідних матеріалів і прокладки кабелів. Всередині станції підтримується атмосферний тиск, тому обслуговування і ремонт її механізмів проводяться персоналом без глибоководних скафандрів.

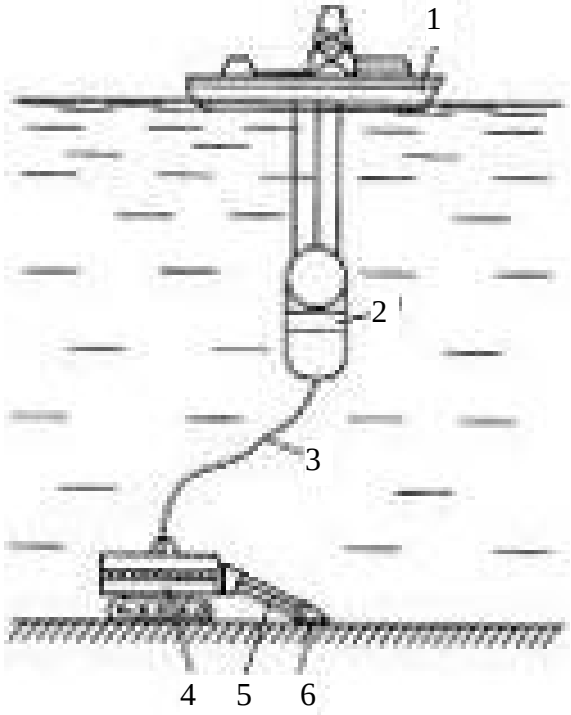


Рис. 5.17. Установка для розробки підводних траншей на великих глибинах

У США створено пристрій для заглиблення попередньо укладених на дно підводних трубопроводів і кабелів. Цей пристрій показано на рис. 5.18, він складається з рами 4 П-подібної форми, що спирається на гусениці 10, за допомогою яких пристрій переміщається вздовж трубопроводу 8. При цьому плавучість пристрою забезпечують два циліндричних понтони 3. Для запобігання занурення пристрою в слабкі ґрунти і поліпшення переміщення передбачені лижі 9. Ґрунт розробляється за допомогою обертових розпушувачів 7, встановлених наприкінці шарнірних важелів 5 і розташованих по обидва боки трубопроводу 8. Відцентрові насоси здійснюють висмоктування пульпи, що рухається

по трубах 6, і засипку трубопроводу, який заглиблюють, з труб 2. Керування пристроєм і забезпечення його енергією здійснюється з надводного судна 1.

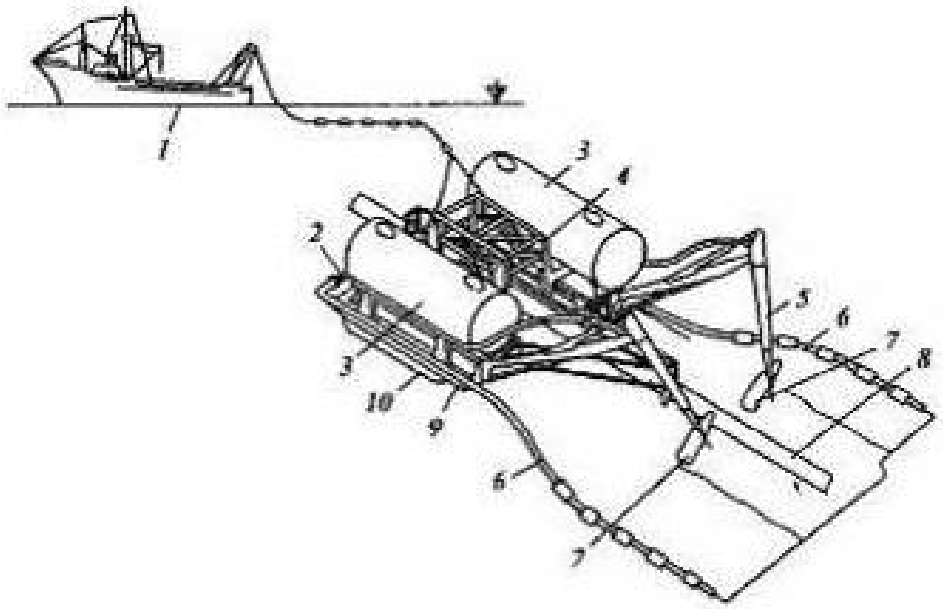


Рис. 5.18. Пристрій для заглиблення трубопроводів і кабелів

Баластування підводних трубопроводів. На прибережних ділянках морів підводні трубопроводи піддаються дії хвиль, що може призвести до їх зміщення і навіть пошкодження. Аналіз аварій самопливних ліній показав, що найбільш частою їх причиною є втрата стійкості. Щоб запобігти пошкодження трубопроводу при експлуатації, його заглиблюють нижче зони можливого розмиву, що виключає вплив потоку води на трубопровід.

Проектований іноді захист у вигляді кам'яної відсипки поверх покладеного трубопроводу обходиться досить дорого і не завжди надійний.

Величина тиску води на трубопровід визначає його конструкцію і способи укладання. Стійке положення на дні залежить від маси трубопроводу. Відомі випадки, коли при прокладанні трубопроводу по дну силою течії його викидало з траншеї. При гідродинамічному тиску в трубі слід надавати підвищену негативну плавучість. При значних швидкостях, що викликають розмив русла і берегів, треба збільшувати заглиблення трубопроводу.

Щоб уникнути зносу трубопроводів унаслідок течії води при їх укладанні, передбачаються тросові відтягнення з якірним закріпленням плаваючих опор, напрямні та пальові конструкції, а в

зимових умовах – анкерні опори, що закріплюються в льоду. Всі ці пристрої розраховуються залежно від гідродинамічного тиску води. Негативна плавучість трубопроводу під час його укладання, розрахунок тягових пристроїв і кількості розвантажувальних понтонів також залежать від швидкості й тиску потоку води.

Гідродинамічний тиск на трубопровід і піднімальна сила пропорційні квадрату швидкості течії, величина якої змінна і залежить від глибини під рівнем води. Оскільки рівень водойми може змінюватися, то рекомендується безпосередньо перед укладанням трубопроводу встановити фактичні поверхневі швидкості течії води за кількома створами, а потім для визначення розрахункової швидкості користуватися даними рис. 5.19.

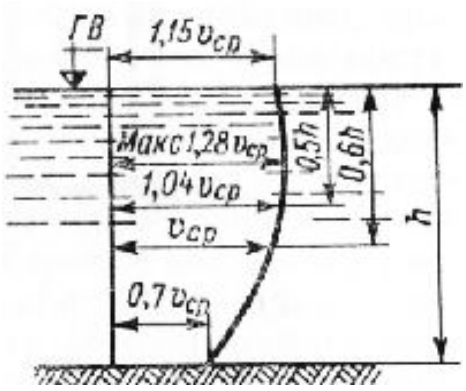


Рис. 5.19. Епюра швидкостей течії води

Відомий випадок, коли трубопровід, покладений із заглибленням, був залишений без зворотної засипки в розрахунку на те, що траншея сама наповниться великою кількістю наносів у річці. Однак через десять місяців трубопровід сплив з дна річки, оскільки баластного привантаження було недостатньо.

Для додання підводному трубопроводу негативної плавучості здійснюється баластування (привантаження) його одиночними вантажами або суцільним баластовим покриттям. Для цього служать чавунні вантажі, які складаються з двох півкілець, що виготовляються з сірого чавуну. Баластування суцільним покриттям виконується з монолітного бетону, що наноситься на трубопровід шляхом торкретування, або збірними залізобетонними елементами. Суцільне бетонне покриття труб одночасно захищає їх від механічних пошкоджень і корозії. Для збільшення об'ємної маси бетонної суміші в неї вводять заповнювач (сульфат барію); об'ємна маса бетону стає рівною 3,04 г/см^3. Покриття наносять у заводських умовах, а на

майданчику покривають лише стики. Достатньо пружне покриття отримують при нанесенні суміші з асфальтової мастики, скловолокна, піску і бариту (питома маса покриття 3,85 г/см^3).

Підводні трубопроводи, крім того (рис. 5.20), закріплюють у ґрунті палями з поперечкою або хомутами-сідлами, які утримують трубопровід анкерами, що загвинчуються в ґрунт на глибину не менше 60 см нижче можливої лінії розмиву.

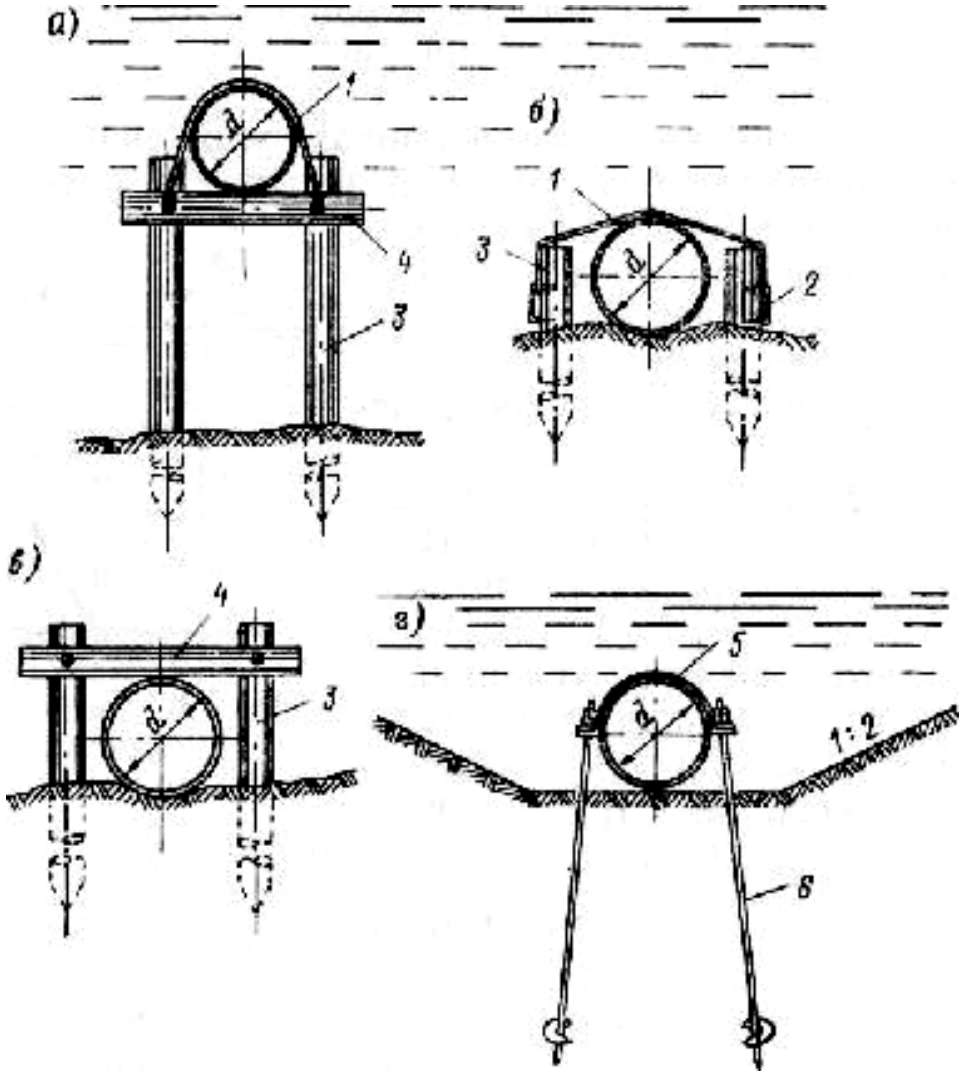


Рис. 5.20. Кріплення підводних трубопроводів: а, б і в – на палях; г – анкерами (1 – трос; 2 – скоби; 3 – палі; 4 – поперечка; 5 – хомути; 6 – сталеві анкери з лопатями

Підземні, надземні, наземні й підводні газонафтопроводи проектують звареними в стик з установкою на них сталевої запірної арматури (кранів на газопроводах, засувок на нафтопродуктопроводах) рівнопрохідного перерізу, розраховані вони на випробувальний тиск трубопроводу. Розміщення запірної

арматури по довжині трубопроводу визначають розрахунком, але відстань між двома сусідніми кранами (або засувками) на всіх трубопроводах, окрім підводних, не повинна перевищувати 30 км.

5.4. Будова та складові трубопровідного транспорту

Нафтопроводи і нафтопродуктопроводи за своєю будовою не мають суттєвих відзнак і складаються власно із трубопроводу та насосних (перекачувальних) станцій, які розташовують уздовж траси трубопроводу.

Основними спорудами магістрального нафтопроводу або нафтопродуктопроводу є: головна перекачувальна станція, у резервуари якої поступають нафта або нафтопродукти, при цьому нафта закачується по трубопроводах з нафтопромислів, а нафтопродукти – від нафтопереробних заводів; проміжні перекачувальні станції, що забезпечують подальше переміщення нафти і нафтопродуктів по трубопроводу; кінцевий пункт або нафтобаза, де здійснюється прийом нафти або нафтопродукту з трубопроводу для подальшого відправлення споживачам, і власно трубопровід з відгалуженнями і лінійними спорудами, до яких належать будинки лінійних ремонтників та аварійно-ремонтні пункти, пристрої лінійного і станційного зв’язків, установки корозійного захисту та допоміжні споруди.

На магістральних нафтопроводах використовується в основному три види нафтоперекачувальних станцій (НПС): головні нафтоперекачувальні станції нафтопроводів (ГНПС), проміжні нафтоперекачувальні станції (ПНПС) і головні нафтоперекачувальні станції експлуатаційних дільниць нафтопроводу (ГНПС експлуатаційних дільниць). ГНПС призначені головним чином для прийняття нафти з промислів і подачі її в нафтопровід. Вони мають резервуарний парк, який грає роль буферної місткості між промислами і магістраллю і роль аварійної місткості при аварії на магістралі або промислах. ПНПС служать для поповнення втрат енергії рідини, що виникають при русі потоку нафти по магістралі. Дані станції розташовуються вздовж нафтопроводу через 100 – 150 км. ГНПС експлуатаційних дільниць нафтопроводу в основному призначені для гідродинамічного роз'єднання магістралей на відносно невеликі ділянки (400 – 600 км) з метою полегшення керування перекачуванням і локалізацією гідродинамічних збурень потоку

(гідроударів) у межах цих ділянок. Ця функція подібних НПС виконується за рахунок розміщення на них резервуарних парків. Останні є засобом гідродинамічного розділення магістралей на експлуатаційні дільниці. Технологічні схеми ГНПС і ГНПС експлуатаційних дільниць практично аналогічні (рис. 5.21).

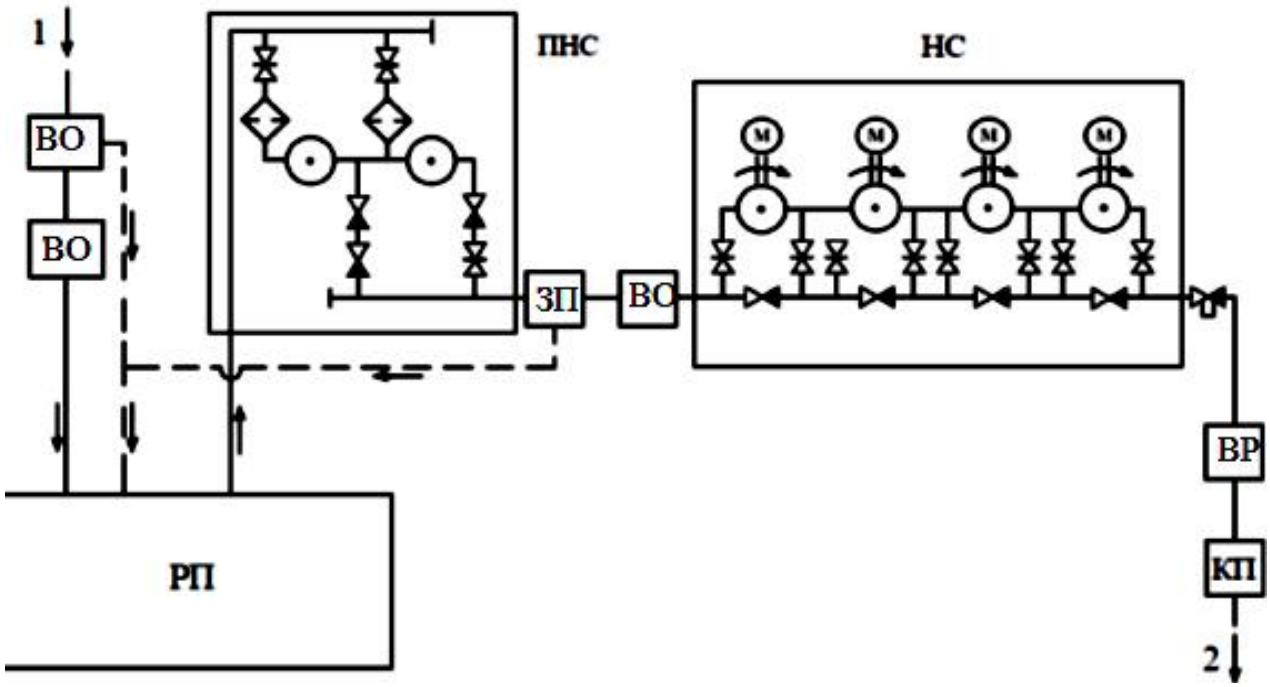


Рис. 5.21. Технологічна схема ГНПС нафтопроводу

Основний шлях проходження нафти показаний суцільними лініями і стрілками. Нафта з промислів надходить на ГНПС і проходить послідовно вузол запобіжних пристроїв (ЗП), що захищають обладнання і трубопроводи від підвищеного тиску, потім – вузол обліку (ВО), де вимірюється кількість нафти, яка надходить з промислів, і далі прямує в резервуарний парк (РП). Звідси нафта відбирається насосами підпірної станції (ПНС) і подається з необхідним підпором на вхід насосів головної насосної станції (ГНС). Між ПНС і НС нафта проходить другий вузол запобіжних пристроїв і другий вузол обліку. Другий вузол обліку використовується для вимірювання кількості нафти, що надходить у магістраль. Після НС нафта через вузол регулювання тиску (ВР) і камеру пуску скребка (КП) направляється безпосередньо в магістральний нафтопровід. Вузол регулювання тиску служить для зміни продуктивності й тиску на виході ГНПС за допомогою дроселювання потоку на регулюючих заслінках або в регуляторах тиску, встановлених на вузлі. Камера

пуску скребка являє собою пристрій, призначений для запуску в магістраль засобів очищення її від внутрішніх забруднень. Вузол запобіжних пристроїв (рис. 5.22) складається із з'єднаних паралельно охоронних клапанів підйомного типу, пружина яких відрегульована на відповідний тиск. При підвищенні тиску в трубопроводі, який захищається даними клапанами, вони відкриваються і направляють частину нафти по трубопроводу скидання в резервуарний парк РП, де для її прийняття передбачається не менше двох резервуарів. Вузли обліку існуючих ГНПС як засіб вимірювання кількості перекачуваної нафти в основному мають турбінні лічильники типу «Турбоквант» (рис. 5.23).

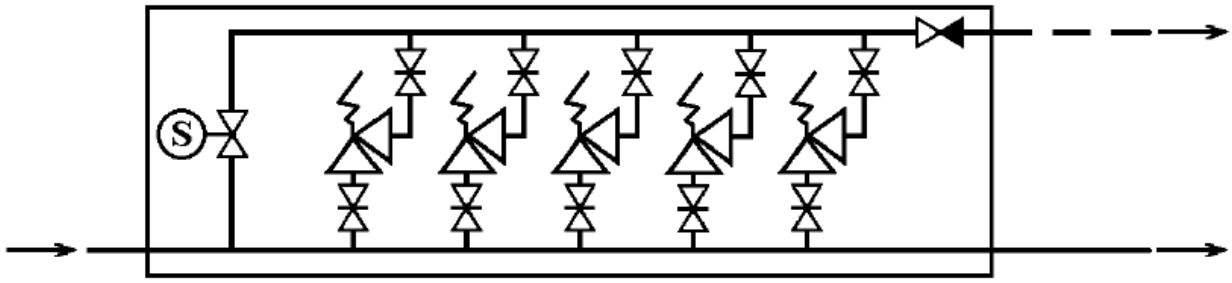


Рис. 5.22. Вузол запобіжних пристроїв

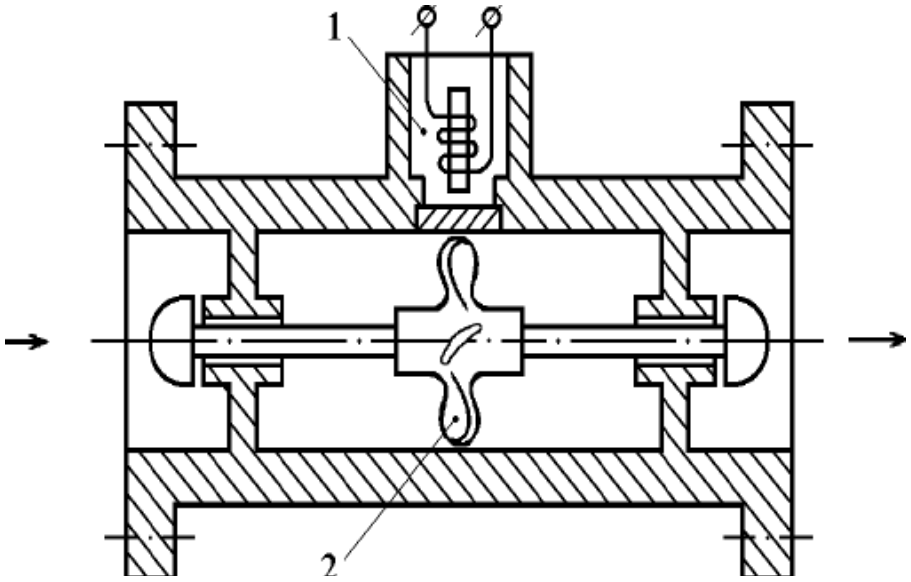


Рис. 5.23. Принципова схема лічильника «Турбоквант»

Число обертів крильчатки 2, яке залежить від швидкості потоку нафти (або пропускної здатності), зчитується за допомогою датчика 1. Він реагує на частоту проходження повз нього феромагнітних

лопатей крильчатки 2. Точність показання лічильника «Турбоквант» досить висока лише для певного діапазону продуктивності. Тому для забезпечення вимірів високої точності при будь-якій продуктивності трубопроводу вузли обліку обладнуються кількома паралельно встановленими лічильниками (рис. 5.24)

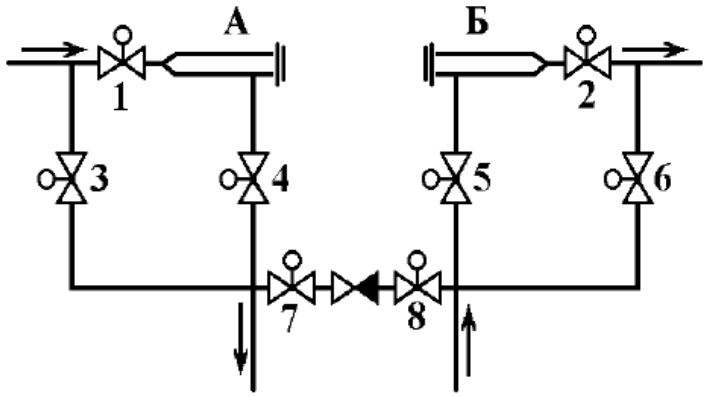


Рис. 5.24. Камера пуску скребка

При цьому кількість робочих лічильників варіюється залежно від продуктивності. Лічильники розміщуються на вимірювальних лініях. Перед кожним з них на лінії знаходиться сітчастий фільтр і струменевипрямляч, які забезпечують лічильникам нормальні умови роботи. Крім робочих вимірювальних ліній, у вузол обліку входить контрольна вимірювальна лінія для перевірки робочих лічильників і турбопоршнева установка ТПУ, яка використовується для цих же цілей. Остання входить до складу комерційних вузлів обліку, якими є вузли ГНПС нафтопроводу.

Технологічна схема ПНПС показана на рис. 5.25. Нафта від вузла підключення НПС до магістралі (ВМ) рухається на вхід насосної станції через майданчик фільтрів-брудоуловлювачів (ФБ) і систему згладжування хвиль тиску (СЗХТ), потім після НС знову надходить у магістраль через вузол регуляторів тиску (ВР) та вузол (ВМ).

Пристрій для очистки трубопроводу від забруднень і парафіну являє собою об'єднані в одне ціле камери прийняття А і пуску скребка Б (рис. 5.24). При нормальному режимі роботи ПНПС нафта рухається через відкриті засувки 3 і 6 (засувки 7 і 8 також відкриті).

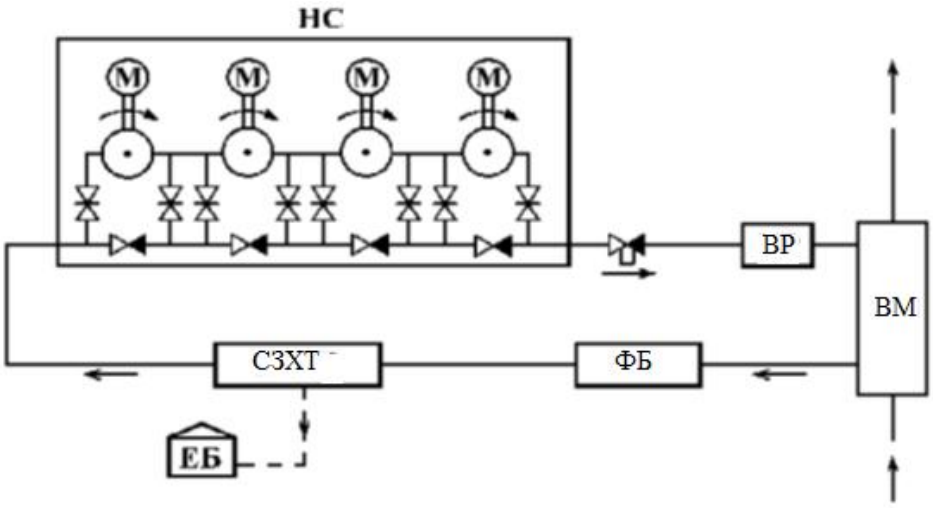


Рис. 5.25. Технологічна схема ПНПС

Перед отриманням скребка, запущеного на попередній станції, засувка 3 закривається і відкриваються раніше закриті засувки 1 і 4. Скребок струменем нафти заноситься в камеру А. Після цього засувки 1 і 4 знову закриваються і відкривається засувка 3, скребок з камери А вилучається через люк в її торці. За аналогічним принципом здійснюється запуск скребка через камеру Б. Камера пуску скребка ГНПС подібна камері пуску скребка ПНПС.

На майданчику фільтрів-брудовловлювачів знаходиться три паралельно сполучених фільтри (рис. 5.26), що являють собою конструкцію типу «труба в трубі» (рис. 5.27). Очищення фільтрів проводиться через люк 1, розташований на одному з торців апарату.

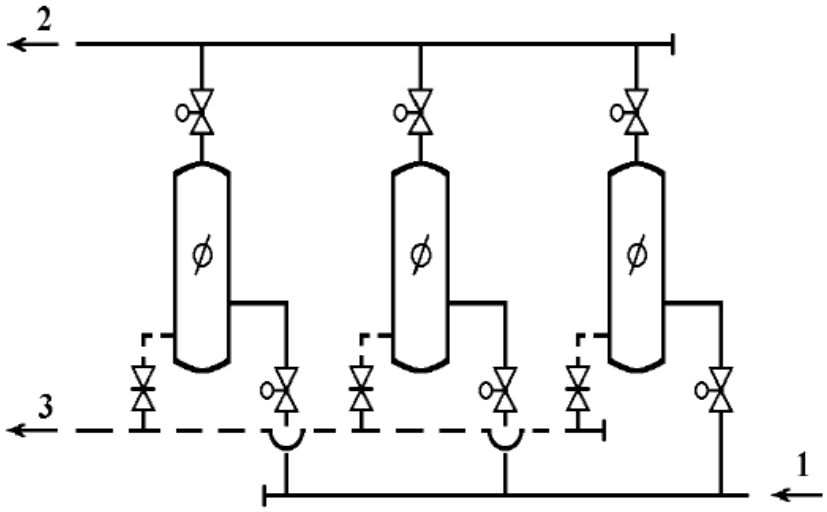


Рис. 5.26. Схема майданчика фильтрів

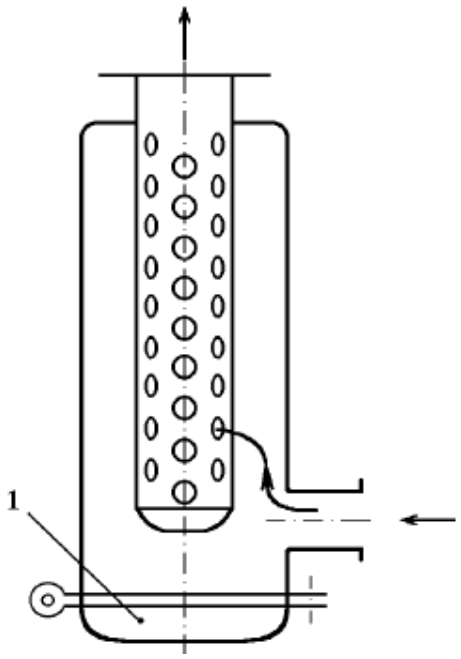


Рис. 5.27. Схема фільтра

Система згладжування хвиль тиску (СЗХТ) застосовується на нафтопроводах діаметром 720 мм і вище для захисту лінійної частини магістралей і устаткування НПС від гідравлічного удару – інтенсивного наростання тиску при різкому прикритті засувок, зупинках насосів і т. п.

За *принципом перекачування* нафти застосовують дві системи: постанційну і транзитну.

Постанційна система перекачуваня характеризується тим, що нафта або нафтопродукти поступають у резервуари проміжних перекачувальних станцій, з яких потім їх відкачують на наступну станцію. Для забезпечення безперервності роботи трубопроводу для кожного сорту нафти або нафтопродукту на станціях передбачається не менше двох резервуарів, причому в один резервуар продукт закачується, а з іншого – одночасно відкачується і подається у трубопровід. За цією схемою для трубопроводів значної пропускної здатності необхідна велика кількість резервуарів відповідного об’єму, що пов’язано з ускладненням умов експлуатації та додатковими витратами.

Нині в основному застосовують *транзитну систему* перекачування, особливість якої полягає в тому, що перекачування здійснюється безпосередньо з насоса в насос. У цьому випадку продукт з попередньої станції поступає у всмоктувальний трубопровід даної станції і насосом перекачується до наступної.

Перекачування «з насоса в насос» є найбільш досконалою та економічною системою, оскільки при її використанні забезпечується максимальна герметизація системи і виключаються втрати від випаровування продукту в резервуарах. Останні при такій системі можуть споруджуватися з мінімальним об'ємом для вивільнення трубопроводу під час пуску та ремонту.

Як перекачувальні агрегати найбільш ефективними вважаються відцентрові насоси, які легко піддаються синхронізації та автоматичному регулюванню. У разі використання поршневих насосів для запобігання надлишкового тиску через порушення синхронності їх роботи у всмоктувальній та нагнітальній лініях встановлюють запобіжні клапани, відрегульовані на відповідний тиск. Для прийняття надлишку рідини від них передбачаються спеціальні резервуари. Іноді користуються схемою перекачування нафти «увімкнутий резервуар». У цій схемі для перекачування нафти «з насоса в насос» передбачається відгалуження у вигляді проміжних резервуарів, у які частина нафти поступає лише в момент порушення синхронності роботи насосів. Об'єм резервуарів при цьому незначний, оскільки до них надходить лише надлишок нафти.

Головна перекачувальна станція розташовується на початковій ділянці трубопроводу (у головній частині магістралі), тобто у районі нафтових промислів або нафтопереробного заводу, оскільки вона слугує для прийняття нафти або нафтопродуктів і подальшої подачі їх у трубопровід.

Проміжні станції, що призначені для додаткового підвищення тиску рідини, розташовують уздовж трубопроводу, якщо можливо, то на рівних відстанях з урахуванням рівномірного розподілу тиску по всіх станціях трубопроводу. З економічної точки зору проміжні станції намагаються розміщати поблизу населених пунктів, залізниць, автомобільних доріг, джерел електро- та водопостачання. Головні – на майданчиках нафтопереробних заводів і установок переробки нафти, а також поблизу резервуарних парків з використанням їх об'єму.

До складу виробничо-технологічних споруд перекачувальних станцій, окрім власно перекачувальних (основної та підпорної), входять: резервуарний парк (для головних наливних станцій), пристрої для пуску скребків або роз'єднувачів, установки для фільтрів, а також окремі місткості для збросу витоків і прийняття рідини із запобіжних систем захисту. На кінцевих (наливних)

станціях та на проміжних (коли передбачено налив продуктів у залізничні цистерни) споруджують відповідні залізничні наливні пристрої (естакади).

Окрім технологічних споруд, на майданчиках розміщують виробничо-допоміжні об'єкти водоспоживання, каналізації та електропостачання, а також адміністративно-господарські споруди.

Споруди перекачувальних станцій розташовують на території у вигляді зон. Відстань між зонами та розриви між окремими будівлями у самих зонах регламентуються відповідними нормативами та правилами проектування.

Усі технологічні споруди перекачувальних станцій пов'язані між собою системою трубопроводів, яка дозволяє виконувати такі основні операції: прийняття нафти в резервуари та подачу її по магістральному трубопроводу до наступної перекачувальної станції з необхідним підпором (протикавітаційним запасом), прийняття з магістрального нафтопроводу і пуск у нього скребка без зупинки станції; автоматичний перехід на перекачування нафти по магістральному трубопроводу, обминаючи наступну станцію у разі її зупинки; скидання нафти із системи розвантаження насосів у резервуари-приймачі у разі надлишкового підвищення тиску з наступною відкачкою у приймальний трубопровід основних насосів; внутрішньопаркові перекачування, що здійснюються підпорними насосами; подачу нафти через розмивні головки з метою запобігання відкладам парафіну та зачистки резервуару.

Основні магістральні насоси на головних та проміжних станціях з резервуарами зазвичай працюють синхронно з підпорними насосами, призначеними для створення підпору на вході у насос для виключення негативного впливу парів нафти і нафтопродуктів. Підпорні насоси нерідко розміщують в окремій будівлі, що зветься підпорною станцією.

Нафтоперекачувальні насосні станції забезпечуються як основним, так і допоміжним обладнанням. До основного відносять насосні агрегати (насоси разом з двигунами), що здійснюють перекачуваня нафти і нафтопродуктів по магістральному трубопроводу, до допоміжного – обладнання, що обслуговує основні агрегати, наприклад: місцеві водяні та паливні насоси, компресори та інші повітророзподільні пристрої, установка мастилозабезпечення для системи змащування, вентилятори, живильні бачки, теплообмінники тощо.

Основним типом насосного агрегату є відцентровий насос (із приводом від електродвигуна), подача якого складає до 50 тис. $м^3$/год, а напір до 200 м.

Розрахунки та практика проектування показали, що завжди ефективніша робота двох або трьох послідовно встановлених насосів (замість одного високонапірного). Тому зазвичай у магістральних насосних встановлюють груповий насосний агрегат з двох або трьох послідовно з'єднаних насосів, що забезпечують напір у 400 – 600 м із збереженням подачі кожного з насосів і мінімальної потужності електродвигунів. Кількість робочих насосів визначається, виходячи з розрахункового робочого тиску, характеристики насосів та режиму перекачування (з урахуванням автоматичного регулювання параметрів процесу).

Питання розрахунків, проектування та експлуатації трубопроводів розглядаються в інших дисциплінах.

Завдання для самоконтролю

1. Класифікувати трубопроводи за діаметром труб.
2. Навести переваги трубопровідного транспорту нафтопродуктів.
3. Класифікувати трубопроводи за робочим тиском.
4 Охарактеризувати способи укладання трубопроводів, що нині застосовуються.
5. Навести способи трубопровідного перекачування нафтопродуктів.
6. Перелічити склад головної нафтоперекачувальної станції.
7. Охарактеризувати склад проміжної нафтоперекачувальної станції.
8. Пояснити, як здійснюється очистка нафтопроводу від бруду та парафіну.
9. Перелічити особливості способів прокладання морських трубопроводів.
10. Класифікувати продукти, що транспортуються магістральними трубопроводами.

6. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТРАНСПОРТНІ КОМПЛЕКСИ ГАЗУ

Розглянуто: основні фізико-механічні характеристики газів і закони газового стану, описано види транспорту газу, визначено їх переваги та недоліки.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
- *характеризувати фізико-механічні властивості газів;*
- *визначати основні характеристики штучних та природних газів;*
- *класифікувати транспортні засоби газів, а також вивчити закони газового стану*

6.1. Основні параметри газу та закони газового стану

За способом отримання і фізико-хімічними властивостями гази поділяються на природні та штучні. До природних газів, які видобуваються з надр землі, належать такі: гази чисто газових родовищ (сухий газ), гази газоконденсатних родовищ (суміш сухого газу і конденсату) і попутні гази, що добуваються разом з нафтою з нафтових родовищ (сухий газ з пропан-бутановою фракцією і газовим бензином). До попутних газів відносять також гази, що отримають при стабілізації нафти (звільнення від легких компонентів). Природні гази являють собою хімічну суміш окремих газів (компонентів), хімічно інертних між собою, тобто вони не взаємодіють між собою і складаються переважно з граничних вуглеводнів (алканів). Основна частина природного газу – метан, вміст якого досягає 98 %. Інша частина суміші складається з насичених вуглеводнів, етану C_2H_4, пропану C_3H_8, бутану C_4H_{10} і пентану C_5H_{12}. Крім того, до складу природних газів у невеликих кількостях входить азот N_2, вуглекислий газ CO_2, іноді сірководень H_2S, водень H_2 та ін.

Залежно від вмісту важких вуглеводнів (пропану і вище) природні гази поділяються на гази сухі (або худі), проміжної категорії та жирні. Сухі гази містять важкі вуглеводні в кількості менше 50 г/м^3; гази проміжної категорії – 50 – 150 г/м^3 і жирні – більше 150 г/м^3.

Штучні горючі гази поділяються на дві групи:

1) гази, одержані в результаті нагрівання твердого або рідкого палива без доступу повітря при температурі перегонки 500 – 1000 °С, наприклад, на коксохімічних, газосланцевих заводах (у вигляді суміші водню, метану та вуглецю), на нафтопереробних заводах (у вигляді суміші алканів, олефінів і діолефінів).

2) гази безостаткової газифікації, одержані при частковому спалюванні палива в струмені повітря, кисню або їх сумішей з водяною парою, а також шляхом підземної газифікації вугілля; ці гази складаються переважно з окису вуглецю, водню та азоту.

Зріджені вуглеводневі гази являють собою суміш вуглеводнів – пропану, пропілену, бутану, бутилену і невеликих кількостей метану, етану, етилену і пентану. Ця суміш при нормальних атмосферних умовах (0,1 МПа 760 мм рт. ст. і 0°С) знаходиться в газоподібному стані, а при підвищеному тиску і низькій температурі перетворюється на рідину. Властивості газів залежать від властивостей окремих компонентів, що входять у даний газ.

Якість природних і штучних газів, використовуваних у вигляді палива для комунально-побутового споживання, має відповідати ДСТУ 5542, а зріджений газ – ДСТУ 10196.

Основні параметри газу, що використовуються при розрахунках процесів його транспортування і зберігання, такі: молекулярна маса газу, щільність, стисливість газу, в'язкість, а також пружність насичених парів (що враховується при зберіганні).

Молекулярна маса газу є сумою молекулярних мас атомів, що входять у молекулу газу. Маса газу в грамах, що чисельно дорівнює його молекулярній масі, називається молем, а маса газу в кілограмах, що чисельно дорівнює його молекулярній масі, називається кіломолем (кмоль або кг-моль). Якщо відомий молярний, тобто об'ємний, склад суміші газу у відсотках, то середня молекулярна маса його $M_{ср}$ визначається за формулою [1]:

$$M_{\text{ср}} = \frac{V_1 M_1 + V_2 M_2 + \mathbf{L} + V_n M_n}{100}\ ,$$

$$M_{\text{ср}} = \frac{100}{\frac{y_1}{M_1} + \frac{y_2}{M_2} + \mathbf{L} + \frac{y_n}{M_n}}\ , \qquad (6.1)$$

де $y_1, y_2, \ldots, y_n$ – масові концентрації.

Якщо ж молекулярний склад виражений у частках одиниці, то відповідно середня молекулярна маса

$$M_{\text{ср}} = a_1 M_1 + a_2 M_2 + \mathbf{L} + a_n M_n \ , \qquad (6.2)$$

де $a_1, a_2, \ldots, a_n$ – молекулярний склад у частках одиниці.

Щільність газу (в кг/м^3) визначається відношенням маси до об'єму

$$\rho = \frac{m}{V} \ , \qquad (6.3)$$

де m – маса газу, кг; V – об'єм даної маси газу, м^3.

Більшість горючих газів (водень, метан та ін.) легші за повітря, а деякі (пропан, бутан тощо) – важчі за повітря; цей показник характеризується поняттям відносної щільності. Відносною щільністю газу або газової суміші називається відношення масової одиниці об'єму газу до маси такої ж одиниці об'єму сухого повітря при однакових умовах (температурі й тиску).

Відносна щільність – величина безрозмірна і виражається відношенням

$$\Delta = \frac{\rho}{1{,}293} = 0{,}773\rho \ , \qquad (6.4)$$

де 1,293 – щільність сухого повітря, кг / м^3.

Оскільки щільність ρ залежить від тиску, температури і стисливості газу, а щільність ρ_1 відповідає тиску p_1 і температурі T_1, то перерахунок її на інший тиск p_2 і температуру T_2 здійснюється за формулою

$$\rho_2 = \rho_1 \frac{p_2 T_1 z_1}{p_1 T_2 z_2} \ , \qquad (6.5)$$

де p_1 і p_2 – абсолютні значення тиску газу, Па; T_1 і T_2 – температура, К; z_1 і z_2 – коефіцієнти стисливості газу відповідно при p_1 і T_1, а також при p_2 і T_2; ρ_1 – щільність відповідно при p_1, T_1 і z_1.

Оскільки об’єм одного моля газу при даних значеннях температури і тиску є величиною постійної для всіх газів (закон Авогадро), то щільності їх прямо пропорційні молекулярним масам, тобто

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{M_1}{M_2} \ . \qquad (6.6)$$

Щільність газу при 0 °С і даному значенні молекулярної маси визначають за формулою

$$\rho_0 = \frac{M}{22{,}414} = 0{,}0446M, \qquad (6.7)$$

де 22,414 – об'єм 1 кмоля будь-якого газу (при 0°С і 0,1 МПа, 760 мм рт. ст.), м^3.

Щільність газових сумішей знаходять за правилом змішування (закон адитивності), згідно з яким властивості суміші складаються пропорційно з властивостей компонентів, що входять у суміш, тобто шляхом підсумовування добутків абсолютних значень щільності окремих компонентів, що входять у газову суміш, на їх мольну концентрацію:

$$\rho_{\text{СМ}} = a_1\rho_1 + a_2\rho_2 + ... + a_n\rho_n, \qquad (6.8)$$

де $\rho_{\text{СМ}}$ – щільність суміші газів, кг/м^3; a_1, a_2, a_n – об'ємні концентрації (в частках одиниці) компонентів суміші; ρ_1, ρ_2, ρ_n – щільність компонентів, кг / м^3.

Стисливість газу характеризується коефіцієнтом, що враховує відхилення реальних газів від законів ідеального газу. Обсяг реальних газів змінюється не пропорційно його тиску і температурі та при однакових умовах стискається більше або менше, ніж ідеальний газ, на величину z (коефіцієнт стисливості). Коефіцієнт стисливості z газів знаходять експериментально. При відсутності цих даних його визначають за номограмами залежно від наведених температури і тиску газу:

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}} \ ; \qquad (6.9)$$

$$P_{\text{пр}} = \frac{p_{\text{ср}}}{p_{\text{кр}}}\ , \tag{6.10}$$

де $T_{\text{ср}}$ і $p_{\text{ср}}$ – середні температура і тиск газу; $T_{кр}$ і $p_{кр}$ – середньо критичні температура і тиск газу, визначені залежно від щільності газу.

Критичною називають таку температуру, вище за яку ні при якому підвищенні тиску не можна сконденсувати пару (перевести в рідкий стан). *Критичним* називають такий тиск, вище якого не можна випарити рідину ні при якому підвищенні температури.

Середньокритичні параметри газової суміші визначають за правилом змішування (закон адитивності)

$$T_{\text{кр.см}} = a_1 T_{\text{кр1}} + a_2 T_{\text{кр}\,2} + \mathbf{L} + a_n T_{\text{кр}n}\,. \tag{6.11}$$

В'язкість газу характеризує властивість газу (рідини) чинити опір зсувним зусиллям (напруги зсуву), що виникають у результаті сил тертя між шарами рухомого газу. Коефіцієнт, що враховує цю властивість реальних газів, характеризує пропорційне відношення чинної сили зсуву, віднесеної до одиниці поверхні дотичних шарів, називається коефіцієнтом динамічної (абсолютної) в'язкості:

$$\text{m} = \text{t}\ \frac{dn}{d\text{w}}, \tag{6.12}$$

де τ – напруження внутрішнього тертя, Па; n – відстань по нормалі до напряму лінійної швидкості газу, м; ω – лінійна швидкість газу, м/с.

Коефіцієнт динамічної в'язкості газу на відміну від рідин зростає пропорційно та визначається за графіком або за формулою Сезерленда:

$$\text{m} = \text{m}_0 = \frac{273 + C}{T + C}\sqrt{\left(\frac{T}{273}\right)^3}\ , \tag{6.13}$$

де μ – динамічна в'язкість газу при температурі газу T; μ_0 – динамічна в'язкість газу при 0°С; T – абсолютна температура газу, К; C – постійна Сезерленда, що набуває такі значення: 103,0 для азота;

673,0 для бутана; 138,0 для кисню; 198,0 для метану; 324,0 для пропану. При орієнтовних розрахунках величину в'язкості природних газів, вміщающих понад 98 % метану, вибирають такою, що дорівнює величині в'язкості метану, або визначають за формулою:

$$\mu_{\text{СМ}} = a_1\mu_1 + a_2\mu_2 + \ldots + a_n\mu_n, \qquad (6.14)$$

де a_n – молекулярний склад у долях одиниці; μ_n – в'язкість кожного окремого компоненту. При гідравлічних розрахунках користуються також терміном «кінематична в'язкість», яка визначається за формулою:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \qquad (6.15)$$

де ν – кінематична в'язкість, м^2/с; μ – динамічна в'язкість, Па·с; ρ – щільність, кг/м^3.

Оскільки в'язкість газу не відповідає правилу змішування (закон адитивності), її визначають за емпіричними формулами звичайно при температурі 20 °С:

– динамічна в'язкість

$$\mu_{\text{т}} = \frac{a_1\mu_1\sqrt{M_1T_{\text{КР1}}} + a_2\mu_2\sqrt{M_2T_{\text{КР2}}} + \ldots + a_n\mu_n\sqrt{M_nT_{\text{КР}n}}}{a_1\sqrt{M_1T_{\text{КР1}}} + a_2\sqrt{M_2T_{\text{КР2}}} + \ldots + a_n\sqrt{M_nT_{\text{КР}n}}}, \qquad (6.16)$$

– кінематична в'язкість

$$\frac{1}{\nu} = \frac{a_1}{\nu_{1\text{t}}} + \frac{a_2}{\nu_{2\text{t}}} + \ldots + \frac{a_n}{\nu_{n\text{t}}}. \qquad (6.17)$$

При температурі, що відрізняється від 20°С у межах від -10°С до +40°С, кінематична в'язкість визначається за формулою:

$$\nu_t = \nu_{20}[1 + 0{,}006(t - 20)], \qquad (6.18)$$

де ν_{20} і ν_{t} – кінематичні в'язкості газових сумішей відповідно при 20°С і 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) та при температурі газу *t*.

Іноді в'язкість рідких палив вимірюють в умовних одиницях – в градусах в'язкості умовної ($^{O}ВУ$) або градусах Енглера; для перерахунку її в кінематичну в'язкість ν (в м^2/с) використовують формулу:

$$\nu_t = {}^{O}ВУ \times 7{,}6^{\,1-\frac{1}{{}^{O}ВУ}} 10^{-6}.$$

При розрахунках газопроводів користуються середніми розрахунковими значеннями параметрів даного газу (газової суміші), які зводяться в таблицю вихідних даних.

Пружність насичених парів визначається за законом Дальтона і Рауля. В процесі випаровування рідини здійснюється перехід її в пароподібний стан. Ступінь насичення парового простору залежить від складу рідини і температури. Тиск, при якому рідина при даній температурі знаходиться у рівноважному стані зі своїми парами, називається пружністю насичених парів рідини. Кожній рідині відповідає конкретний тиск (пружність) парів, залежний від температури. Крива зміни тиску залежно від температури називається кривою випаровування. Згідно із законом Дальтона (законом парціальних тисків) тиск газової суміші дорівнює сумі тисків компонентів, що входять у суміш

$$P = p_1 + p_2 + ... + p_n = \sum p_i . \qquad (6.19)$$

Кожен компонент, маючи власну пружність (тиск), за об’ємом дорівнює об’єму суміші та зводиться до загального тиску за законом Бойля – Маріотта:

$$\nu_i P = V p_i . \qquad (6.20)$$

Звідси величина парціального обсягу складе

$$\nu_i = V \frac{p_i}{P} . \qquad (6.21)$$

Аналогічно формула парціального тиску буде записана в такому вигляді:

$$p_i = P\frac{v_i}{V}, \tag{6.22}$$

де P – загальний тиск газової суміші, Па; V – загальний об'єм газової суміші, м^3; p_i – парціальний тиск компонента, Па; v_i – парціальний обсяг компонента, м^3.

Оскільки $\frac{v}{V} = y$ являє собою об'ємну або молекулярну концентрацію, то відповідно

$$p_i = y_i P \text{ або } y_i = \frac{p_i}{p}, \tag{6.23}$$

тобто парціальний тиск компонента p_i в газовій або паровій фазі дорівнює добутку його об'ємної або молекулярної концентрації y_i на загальний тиск P. За законом Рауля парціальний *тиск* p_i будь-якого компонента в рідкій суміші дорівнює молекулярній концентрації його в рідині x_i, помноженій на пружність його парів p_{yi} в чистому вигляді при даній температурі, тобто

$$p_i = x_i P_{yi}. \tag{6.24}$$

Виходячи з умови рівноваги парової і рідкої фаз, тобто коли парціальний тиск компонента в паровій фазі (над рідиною) і в рідкій фазі (в рідині) буде однаковим, закон Рауля можна записати в такому вигляді:

$$y_i P = x_i p_{yi}, \tag{6.25}$$

де ліва частина рівняння характеризує парціальний тиск парової фази за законом Дальтона, а права частина – парціальний тиск в рідкій фазі за законом Рауля. З цього рівняння, знаючи склад рідкої суміші, можна визначити склад пари, що знаходиться у рівновазі з нею або склад рідкої суміші за складом пара

$$y_i = x_i\frac{p_{yi}}{p};\ x_i = y_i\frac{p}{p_{yi}}; \tag{6.26}$$

відповідно

$$\frac{p_{yi}}{p} = \frac{y_i}{x_i} = const.$$

При цьому рівняння для пружності парів записують у вигляді

$$p_{yi} = k_i p, \tag{6.27}$$

а для молекулярної концентрації газової або парової фаз

$$y_i = k_i x_i. \tag{6.28}$$

Константи рівноваги до окремих компонентів, як правило, беруть за спеціально розробленими графіками залежно від температури і тиску. Рівноважна система “рідина – пара”, характерна як для рідких нафтопродуктів, так і для зріджених газів, які зберігаються в замкнутому просторі, тобто коли пари перебувають у насиченому стані над поверхнею рідини, то одночасно існують дві фази: рідка і парова.

Фізичний стан газу залежить від основних параметрів: тиску, температури та об'єму, які в процесі транспортування і зберігання газу можуть змінюватися. Ці параметри взаємозв'язані *газовими законами*, про які йде далі.

При постійній температурі газу для даної маси додаток його об’єму на відповідний тиск є величина постійна (закон Бойля–Маріотта):

$$p_1 V_1 = p_2 V_2 = const \tag{6.29}$$

або

$$V_2 = V_1 \frac{p_1}{p_2}, \tag{6.30}$$

де p_1, p_2 – тиск газу до і після зміни; V_1 і V_2 – об’єм газу до і після зміни.

Оскільки при стисненні або розширенні газу змінюється тільки його щільність і об’єм, а маса залишається постійною, тобто

$$p_1 = \frac{m}{V_1};\ \ p_2 = \frac{m}{V_2}, \tag{6.31}$$

то відповідно

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{V_2}{V_1} = \frac{\rho_1}{\rho_2}, \tag{6.32}$$

отже, об’єм газу при постійній температурі обернено пропорційний, а щільність газу прямо пропорційна його тиску.

Одночасно з цим за законом Гей – Люссака об’єм газу при постійному тиску пропорційний його абсолютній температурі

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{T_1}{T_2} \tag{6.33}$$

Експериментально встановлено, що при нагріванні газу на 1°С його об’єм збільшується на 1/273 частину початкового об'єму, що виражається формулою:

$$V_t = V_0(1+\alpha t), \tag{6.34}$$

де V_t і V_o – об'єм газу відповідно при температурі t і 0 °С; α – коефіцієнт об'ємного розширення газу, що дорівнює 1/273.

Аналогічна залежність належить і до тиску газу (закон Шарля):

$$P_t = p_0(1+\alpha t). \tag{6.35}$$

Узагальнення законів Бойля – Маріотта і Гей – Люссака дає загальне математичне рівняння стану ідеального газу, що пов’язує параметри тиску, об'єму і температури. Рівняння це називається рівнянням Клапейрона – Менделєєва:

$$PV = RT, \tag{6.36}$$

де P – абсолютний тиск ідеального газу, Па; V – об'єм ідеального газу, м^3; R – газова постійна, що характеризує роботу розширення одиниці кількості газу (1 кг) при нагріванні на 1°С (або 1 К) при постійному тиску; для газових сумішей $R = 8314/M$, Дж/(кг·К); T – абсолютна температура газу, К.

Рівняння стану газу з урахуванням коефіцієнта стисливості можна записати у вигляді

$$PV = zRT. \tag{6.37}$$

Для низького і середнього тисків коефіцієнт стисливості газів невеликий і на практиці іноді не враховується; однак для газів високого тиску, що транспортуються, наприклад, по магістральних газопроводах, цей коефіцієнт має істотне значення. Зазвичай для розрахунку пропускної здатності газопроводу користуються середнім значенням коефіцієнта стисливості газу $z_{ср}$, який визначається залежно від середніх значень температури і тиску за графіками або за довідковими таблицями. Значення універсальної газової постійної можна знайти з формули (6.36)

$$\overline{R} = \frac{PV}{T}. \tag{6.38}$$

Для нормальних умов, коли температура газу дорівнює 0 °С або 273 К, тиск дорівнює 760 мм рт. ст., або 101 325 Па (1,033 кгс/см^2), і обсяг 1 кмоля газу становить 22,4 м^3 (згідно із законом Авогадро одна грам-молекула будь-якого газу в цих умовах складає 22,4 л), то універсальна газова постійна

$$\overline{R} = \frac{101325 \cdot 22{,}4}{273} = 8314, \text{ Дж/(кмоль·К)}.$$

Газову постійну для 1 кг газу або газової суміші за тих самих умов визначають за формулою:

$$R = \frac{\overline{R}}{M}, \tag{6.39}$$

де M – молекулярна маса даного газу або суміші.

Газові постійні газової суміші

$$R = a_1 R_1 + a_2 R_2 + \mathbf{K} + a_n R_n, \qquad (6.40)$$

де a_x, a_2, a_n – молекулярний склад у частках одиниці; R_1, R_2, R_n – газові постійні компонентів газу.

У практиці зберігання і транспорту газу розрізняють робочі, нормальні й стандартні умови стану газу. Робочими умовами вважаються умови стану газу в момент вимірювання газу при тиску p і температурі T (у °С). Для порівняння об'ємних кількостей газу їх зводять до нормальних і стандартних умов. Нормальними називаються умови стану газу при 0 °С і 760 мм рт. ст. (101 325 Па або 0,1 МПа). Стандартними називають умови стану газу при 20 °С і 760 мм рт. ст. і називають їх так за тією ознакою, що стандарти на паливні гази прийнято стверджувати за цими параметрами. Об’єм газу за нормальних умов розраховують за рівнянням

$$V_0 = V_\text{р} \frac{P}{760} \frac{273{,}16}{T} = 0{,}359 V_\text{р} \frac{P}{T}. \qquad (6.41)$$

Аналогічно для зведення газу до стандартних умов користуються співвідношенням

$$V_{20} = V_\text{р} \frac{P}{760} \frac{293{,}16}{T} = 0{,}383 V_\text{р} \frac{P}{T}, \qquad (6.42)$$

де V_o – об’єм газу при 0 °С і 760 мм рт. ст., м^3; V_{20} – об’єм газу при 20 °С і 760 мм рт. ст., м^3; V_p – об'єм газу в робочих умовах, м^3; P – абсолютний тиск газу в робочих умовах, мм рт. ст.; T – абсолютна температура газу в робочих умовах, К.

Для перерахунку об’ємів газу з нормальних умов до стандартних користуються коефіцієнтом $к$ = 0,932 і, навпаки, від стандартних умов до нормальних – коефіцієнтом перерахунку $к$ = 1,073. Перерахунок об’ємів газу, зведених до нормальних і стандартних умов, в об’єми за інших (робочих) умов розраховують за формулами:

$$V_{\text{р}} = V_0 \frac{760}{P} \frac{T}{273{,}16} = 2{,}782 V_0 \frac{T}{P}; \tag{6.43}$$

$$V_{\text{р}} = V_{20} \frac{760}{P} \frac{T}{293{,}16} = 2{,}593 V_{20}. \tag{6.44}$$

Для розрахунків із споживачами переважно користуються зведенням об'ємів до нормальних умов, причому за атмосферний тиск зазвичай беруть тиск, що дорівнює 760 мм рт. ст. При більш точних розрахунках користуються барометричним тиском у момент вимірювання.

6.2. Способи транспортування газу

Загальне поняття транспортування газу містить у собі переміщення газу в зрідженому і газоподібному стані. Способи транспортування таких газів істотно різняться один від одного.

Зріджені вуглеводневі гази, що являють собою суміш вуглеводнів (пропану, бутану, ізобутану), відрізняються тим, що при порівняно невеликому тиску і нормальній температурі їх можна транспортувати та зберігати в рідкому стані. Такий газ займає обсяг приблизно 1/250 свого початкового обсягу, що створює передумови для його постачання споживачам усіма видами транспорту, включаючи трубопровідний. Завдяки тому, що зріджені гази мають властивість з рідкої фази знову перетворюватися в газ при нормальному тиску, що відповідає умовам їх застосування як сировини (у хімічній промисловості) або палива при спалюванні (у побуті, промисловості та автотранспорті), широко практикується доставка зріджених газів у балонах та інших місткостях, які транспортуються різними видами транспорту – залізничним, автомобільним, водним, рідше авіаційним. У місці доставки балони і місткості транспортують за допомогою розподільних мереж.

На відміну від зрідженого вуглеводневого газу (ЗВГ), природний газ, який зберігає свої властивості при температурах вище нуля і різних тисках, транспортується в даний період переважно по магістральних газопроводах і розподільній газовій мережі, а при низьких температурах – і морським транспортом.

Однак при низьких температурах і відповідному тиску (близько 5 МПа), займаючи в такому стані значно менший обсяг, ніж при високих температурах, технічно можливо та економічно ефективно транспортувати зріджений природний газ (ЗПГ) магістральними трубопроводами. Для цього потрібно будівництво великих заводів для зрідження газу і застосування спеціальних трубних сталей для низькотемпературних газопроводів, а також спорудження низькотемпературних сховищ. Як показують розрахунки, різке підвищення пропускної здатності рідинних газопроводів дозволяє, наприклад, по трубопроводу діаметром 1420 мм подавати 100 млрд $м^3$ газу під тиском 5 МПа замість 28 – 30 млрд $м^3$ при 7,5 МПа, досягаючи зниження питомої металоємності більш ніж у 4 рази. Така економія може перевищити вартість заводу зрідження та інших споруд, що уточнюється розрахунком комплексної оцінки ефективності трубопровідної системи ЗПГ залежно від конкретних умов. У цілому така система оцінюється як перспективна у міру освоєння труб, виготовлених для низькотемпературних сховищ, та іншого обладнання.

Завдання для самоконтролю

1. Класифікувати гази за способом отримання.
2. Охарактеризувати групи, на які поділяються штучні гази.
3. Визначити середню молекулярну масу газової суміші.
4. Пояснити, як поділяються гази залежно від вмісту важких вуглеводнів.
5. Навести визначення коефіцієнта стисливості газу.
6. Пояснити значення універсальної газової постійної.
7. Дати характеристику критичної температури газу.
8. Охарактеризувати основний спосіб транспортування природного газу.
9. Визначити коефіцієнт динамічної (абсолютної) в’язкості.
10. Перелічити параметри газів, які пов’язує рівняння Клапейрона – Менделєєва.

7. ТРАНСПОРТУВАННЯ ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ ЗАЛІЗНИЦЕЮ

Розглянуто: класифікацію та будову рухомого складу для перевезення газів, наведено структуру і складові зливно-наливних станцій та основні правила безпеки.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– розуміти порядок проведення зливно-наливних операцій, а також вивчити будову залізничних цистерн для перевезення зріджених газів.

7.1. Рухомий склад

Загальні відомості про елементи системи залізничного транспорту, їх будову та параметри наведено у першій частині цього навчального посібника.

Транспортування зріджених вуглеводневих газів залізницею здійснюється в спеціальних цистернах і вагонах, завантажених балонами.

Залізничні цистерни спеціальної конструкції розрізняють за місткістю і призначенням. Основні дані технічних характеристик цистерн наведені в табл. 7.1, у якій задане корисне завантаження цистерн – 85 %.

Таблиця 7.1

Основні дані цистерн для перевезення ЗВГ

Показник	Цистерна		
	пропанова	бутанова	безрамна
Місткість резервуара цистерни, $м^3$	54	60	98,3
Корисна місткість резервуара, $м^3$	46	54	83,5
Припустимий тиск, МПа	200	80	180
Діаметр місткості (внутрішній), м	2,60	2,81	3,00
Довжина резервуара , м	10,65	10,65	14,50
Маса тари, т	39	35,6	43
Ширина цистерни, м	3,00	3,00	3,26
Тиск гідравлічного випробування, МПа	300	120	270
Довжина рами цистерни, м	12,10	12,1	15,7
Товщина стінки резервуара, мм	26	16	18
Товщина стінки днища, мм	32	24	18
Конструктивна швидкість, км/год	120	120	120

Для перевезення пропану використовуються в основному цистерни об'ємом 54 м^3, для бутану – 60 м^3 і для зріджених газів обох видів – 98 м^3.

За своєю будовою залізнична цистерна (рис. 7.1) являє собою зварений циліндричний резервуар зі сферичним днищем, розташований на чотиривісній залізничній платформі (рис. 7.2).

Рис. 7.1. Залізнична цистерна для зріджених газів

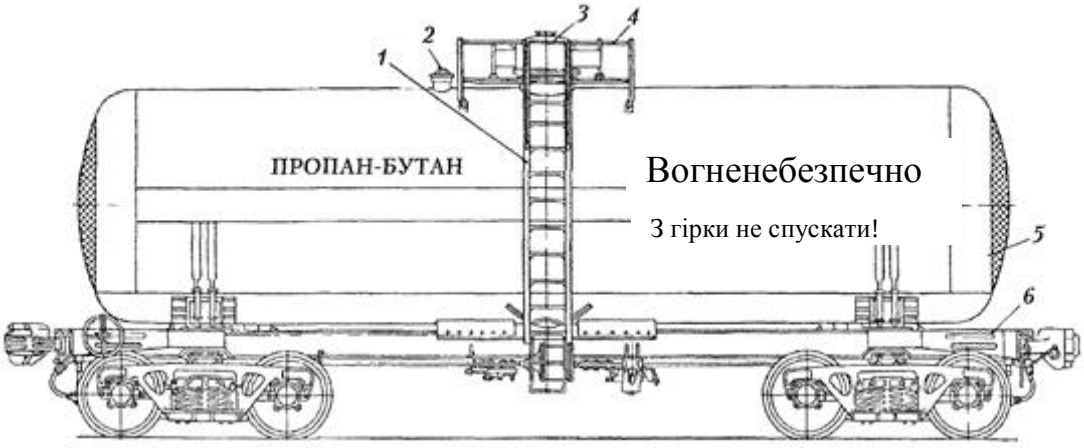
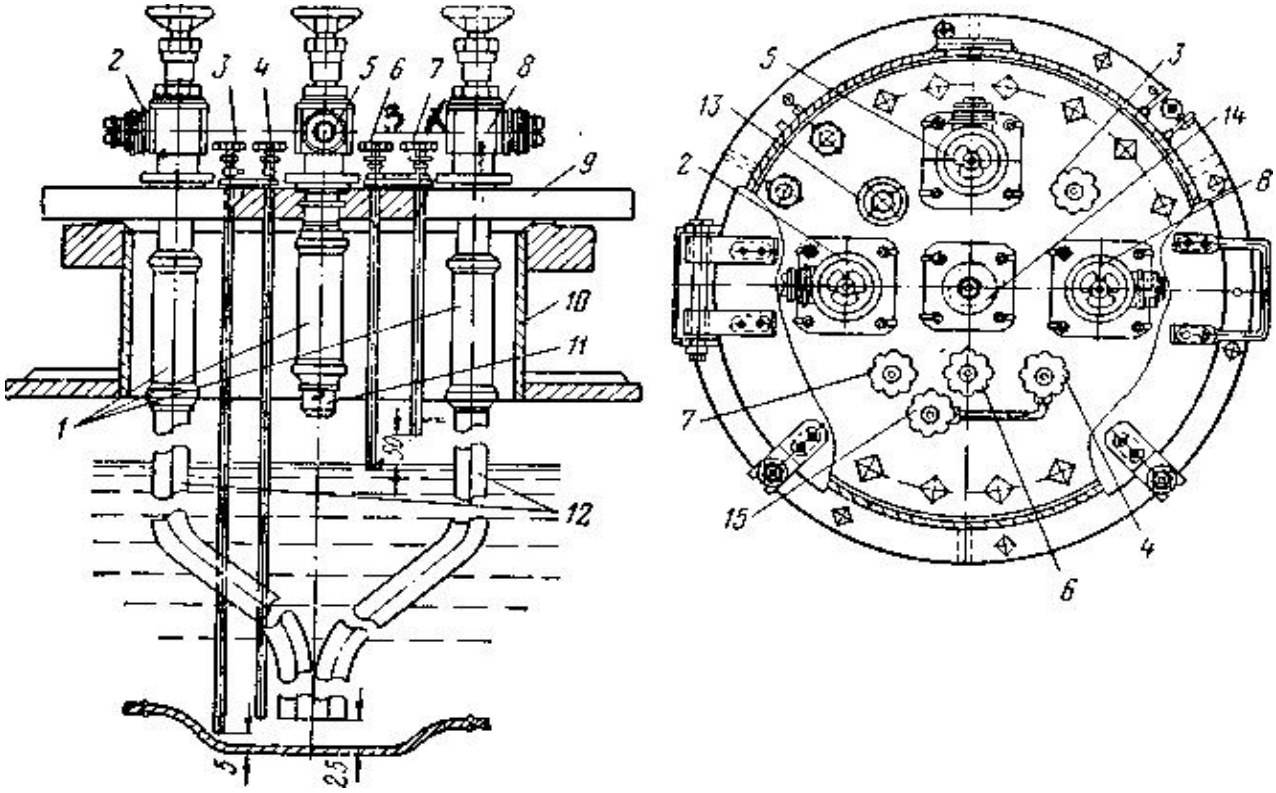


Рис. 7.2. Розташування обладнання на залізничному вагоні-цистерні для перевезення зріджених вуглеводневих газів: 1 – драбина; 2 – вузол манометротримача; 3 – запобіжний ковпак; 4 – майданчик з поручнями; 5 – посудина зі сферичними днищами; 6 – чотиривісна платформа

На рис. 7.3 показана арматура залізничної цистерни для перевезення зріджених газів (пропану).



а б

Рис. 7.3. Розташування арматури цистерни для зрідженого газу: а) загальний вигляд згори; б) розміщення вентилів контролю за рівнем зрідженого газу та зливно-наливних та зрівняльних вентилів (1 – швидкісні клапани; 2, 8 – зливно-наливні вентилі; 3 – вентиль зливу води з цистерни; 4 – вентиль контролю рівня зрідженого газу; 5 – вентиль відбору(подачі) парової фази зрідженого газу; 6,7 – вентилі контролю наповнення цистерни; 7 – сигнальний вентиль; 9 – кришка; 10 – люк; 11 – трубка для відбору(подачі) парової фази; 12 – трубка для зливу води з цистерни; 13 – карман для термометра; 14 – запобіжний клапан; 15 – вентиль контролю випорожнення цистерни

Кутові вентилі малого розміру слугують для визначення рівня наповнення або закінчення спорожнення. Вентиль 6 показує максимально допустимий рівень наповнення цистерни зрідженим газом. Вентиль 7, з'єднаний з трубкою, кінець якої вище кінця трубки вентиля 6 на 50 мм, є обмежувальним. При заповненні цистерни вентиль 6 відкритий. Коли цистерна наповниться до заданого рівня, рідка фаза почне витікати з вентиля 6. Відразу ж закривають наповнювальні вентилі 2 і 8, але під час їх закриття рідина продовжує

ще надходити в цистерну. Після закриття вентилів 2 і 8 відкривають вентиль 7. З нього повинна йти тільки парова фаза. В іншому випадку газ стравлюється з цистерн до тих пір, поки з вентиля 7 буде йти тільки парова фаза. Для полегшення експлуатації вентиль 6 пофарбований у зелений колір, а вентиль 7 – у червоний. Вентиль 4 служить для контролю за випорожненням цистерни від зрідженого газу. Трубка цього вентиля закінчується всередині цистерни на рівні нижнього кінця зливно-наливних труб. Вентиль 15 призначений для видалення стовпа рідини з трубки вентиля 4 після його закриття. При відкритті вентиля 15 (вентиль 4 при цьому закритий) пари зрідженого газу видавлюють рідку фазу з трубки вентиля 4 в цистерну. Дренажний вентиль 3 з трубкою, що не доходить до нижньої частини цистерни на 5 мм, призначений для видалення з цистерни води і важких залишків газу. Для виміру температури зрідженого газа в кришці люка встановлено патрон 13, що закінчується всередині цистерни. Щоб захистити арматури цистерни від пошкоджень та впливу атмосферних опадів, на фланці 9 змонтовано ковпак, який після заповнення цистерни встановлюють на фланець горловини 10, закріплюють болтами і пломбують.

Температура зрідження вуглеводневих газів, що подаються на налив, не повинна перевищувати температуру, при якій пружність парів дорівнює робочому тиску в залізничній цистерні (крім наливу в криогенні цистерни, який здійснюється за спеціальними інструкціями).

Температура зріджених вуглеводневих газів, що подаються на налив у теплу пору року, не повинна бути нижче плюс 4° С (наприклад, під час наливу з ізотермічних сховищ) і нижче, ніж температура навколишнього повітря взимку.

7.2. Зливно-наливні операції

Для зливу – наливу зріджених вуглеводневих газів повинні проектуватися самостійні зливно-наливні залізничні естакади (рис. 7.4), що обладнуються спеціальними пристроями (рис. 7.5) з металорукавами (рис. 7.6).

Налив і злив зріджених вуглеводневих газів одночасно з легкозаймистими і горючими рідинами не допускається.

Рис. 7.4. Зливно-наливна залізнична естакада

На естакадах для зливу і наливу зріджених вуглеводневих газів дозволяється проводити налив і злив нормального пентана, ізопентана та інших аналогічних рідин, що перевозяться в спеціальних герметичних цистернах. При цьому для кожного продукту зливно-наливні колектори повинні бути роздільними.

Рис. 7.5. Пристрій для зливу – наливу зрідженого газу в цистерну

Рис. 7.6. Металорукав для ЗВГ зі схемою його приєднання

Для зливно-наливних залізничних естакад зріджених вуглеводневих газів і легкозаймистих рідин, що транспортуються під тиском, повинна передбачатися естакада для огляду і підготовки цистерн під налив, на якій проводиться перевірка справності й герметичності запобіжної, зливно-наливної та контрольної арматур, також наявності тиску залишків газів, що не випаровуються, в цистерні.

Естакада підготовки цистерн зріджених вуглеводневих газів під налив повинна бути обладнана колекторами інертного газу і водяної пари, а також дренажним колектором.

Зливно-наливні естакади зріджених вуглеводневих газів і легкозаймистих рідин, що транспортуються під тиском, повинні бути обладнані смолоскиповим колектором, колекторами інертного газу і водяної пари, а також самостійними колекторами газозрівняльних систем для кожного виду зрідженого вуглеводневого газу. Колектор водяної пари може не передбачатися у разі обґрунтування технологічної частини проекту. До складу кожного зливно-наливного пристрою зливно-наливної залізничної естакади зріджених вуглеводневих газів і легкозаймистих рідин, що транспортуються під тиском, повинні входити:

– трубопровід рідкого продукту (рідкої фази);

– газозрівняльна лінія (трубопровід парової фази);

– лінія скидання на факел.

Підключення всіх трубопроводів зливно-наливного пристрою до відповідних колекторів естакади здійснюється через запірну арматуру.

Для забезпечення надлишкового тиску в цистерні до 0,07 МПа після зливу продукту на естакадах зливу зріджених вуглеводневих газів і легкозаймистих рідин, що транспортуються під тиском, слід передбачати в складі кожного зливного пристрою додатково трубопровід інертного газу (азоту) з установленням на ньому запірної арматури і зворотного клапана.

Підведення інертного газу або пари до трубопроводів для продування та пропарювання необхідно проводити за допомогою з'ємних ділянок трубопроводів або гнучких шлангів з установкою запірної арматури з обох боків цієї ділянки.

Після закінчення продувки ці ділянки трубопроводів або шланги повинні бути зняті, а на запірній арматурі встановлені заглушки.

Для зливно-наливних естакад зріджених вуглеводневих газів у технологічному процесі зливу – наливу передбачається компресорна установка для утилізації зріджених вуглеводневих газів, що знаходяться в цистернах, перед подачею під налив і для зниження в цистерні надлишкового тиску до 0,07 МПа після закінчення зливу зрідженого вуглеводневого газу.

Злив зрідженого вуглеводневого газу можна здійснювати шляхом створення тиску в несправній цистерні.

Одоризація зріджених вуглеводневих газів на зливно-наливних естакадах не допускається.

Перед застосуванням у зливно-наливних пристроях зріджених вуглеводневих газів гумові рукава повинні проходити випробування на тиск не менше ніж двічі, тобто тиск при цьому має бути не менш ніж на 1,6 МПа.

Гнучкі рукави (шланги) повинні мати спеціальні пристрої для приєднання до штуцерів цистерни і трубопроводів з не іскристих матеріалів.

На трубопроводах рідкої і парової фаз під час зливу і наливу зріджених вуглеводневих газів від залізничних цистерн до вимикальної засувки повинен встановлюватися штуцер з вентилем для видалення залишків газу з рукавів у факельну систему.

Трубопроводи зливу зріджених вуглеводневих газів із залізничних цистерн повинні бути обладнані зворотними клапанами,

які встановлюються в безпосередній близькості від зливного пристрою, щоб уникнути зворотного ходу продукту з колектора.

Доставка залізницею зріджених газів у балонах здійснюється у критих вагонах. Такий спосіб перевезення замість автомобільного застосовують у тих випадках, коли споживач знаходиться на значній відстані від кустових баз і газонаповнювальних станцій зрідженого газу або поодаль від автомобільних доріг, що характерно для північних районів. Перевезення здійснюється в основному в балонах об'ємом 50 л, що завантажуються в кількості 360 шт. в один чотиривісний критий вагон вантажопідйомністю 60 т. Балони в вагоні розміщують двома способами: стоячи в один ряд, прокладки – гумові кільця на балонах, або лежачи один на одному, із застосуванням спеціальних ізолюючих прокладок і пристосувань для закріплення балонів, щоб уникати ударів під час перевезення.

Завдання для самоконтролю

1. Класифікувати цистерни для перевезення ЗВГ.
2. Пояснити призначення пружинного запобіжного клапана.
3. Обґрунтувати сферу застосування залізничного транспорту для перевезення зріджених газів у балонах.
4. Неможливість наливу і зливу зріджених вуглеводневих газів одночасно з легкозаймистими і горючими рідинами.
5. Пояснити, чому не допускається одоризація зріджених вуглеводневих газів на зливно-наливних естакадах.
6. Означити склад кожного зливно-наливного пристрою залізничної естакади зріджених вуглеводневих газів і легкозаймистих рідин, які транспортуються під тиском.
7. Навести правила доставки залізницею зріджених газів у балонах.
9. Обгрунтувати місця установки зворотних клапанів при зливі зріджених вуглеводневих газів із залізничних цистерн.
10. Пояснити наявність у складі кожного зливного пристрою трубопроводу інертного газу (азоту) і компресора.

8. АВТОМОБІЛЬНИЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ ПЕРЕВЕЗЕННЯ ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ

Розглянуто: структуру рухомого складу автомобільного транспорту для перевезення зріджених газів, будову газових цистерн та устаткування для зливу – наливу палива. Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– характеризувати рухомий склад автомобільного транспорту зріджених газів, а також вивчити будову газових цистерн та устаткування для зливу – наливу палива.

8.1. Рухомий склад

Автомобільним транспортом здійснюється перевезення зріджених газів в автоцистернах, балонах і «ковзних» резервуарах.

Автоцистерни за призначенням і конструкцією поділяються на транспортні та роздавальні. Транспортні автоцистерни використовують для перевезення зрідженого газу із заводів-постачальників до кущових баз і газонаповнювальних станцій, а також з останніх до великих споживачів зі зливом газу в резервуари. Роздавальні автоцистерни призначені для доставки зрідженого газу споживачам з розливом у балони, для цього вони мають комплект роздаткового обладнання, насос, роздавальну рамку і труби. Цистерни, виготовлені у вигляді циліндричних посудин зі штампованими днищами, монтують на шасі автомобілів, автопричепів і напівпричепів. Об’єм цистерн залежно від типу становить від 4 до 40 м^3.

Найбільше застосування має автоцистерна АЦЖГ-4-164 корисним об'ємом 4 м^3, змонтована на шасі. Для використання автоцистерни як роздавальної на ній встановлюють насос G5/140. З метою уніфікації та збільшення вантажопідйомності автоцистерн розроблений ряд конструкцій відповідно до типу шасі та корисного об'єму.

На рис. 8.1 показана конструкція автомобільної цистерни-напівпричепа АЦ-15-377С з корисним об'ємом 15 м^3 (на базі автотягача «Урал-377С»), яка забезпечена комплектом устаткування і комунікаціями з арматурою для прийняття і роздачі зрідженого газу.

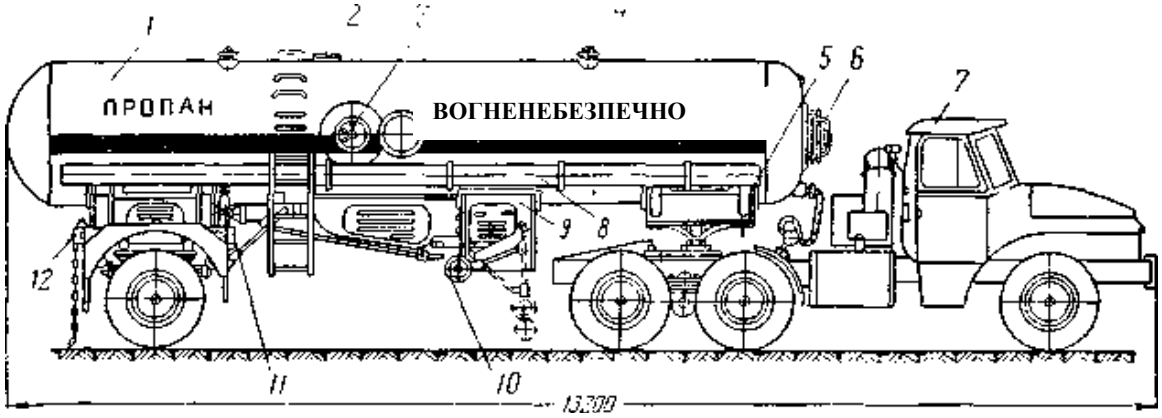


Рис. 8.1. Автоцистерна-напівпричіп АЦ-15-377С для перевезення зріджених газів: 1 – резервуар; 2 – вентиляційний люк; 3 – прилади; 4 – клапан запобіжний; 5 – опора; 6 – люк-лаз; 7 – автотягач; 8 – труби (кожухи) для шлангів; 9 – електронасос; 10 – опорні катки;11 – вогнегасники; 12 – установка заземлення цистерни

Схема комунікацій показана на рис. 8.2. Заповнення цистерни здійснюється знизу по трубопроводу 4, на якому є обмежувач наливу 5 (оберігає цистерну від переповнення), також є вентиль 1 для скидання тиску, запірний вентиль 2 і зворотний пружинний клапан 3, що автоматично відключає цистерну від лінії при обриві шланга, розриві труби та в інших аварійних випадках. Рідка фаза зливається по зливному трубопроводу 11, що також розташований під цистерною і складається із всмоктувальної і напірної ліній 21.

Остання, в свою чергу, поділяється на лінію зливу та обвідну лінію 8. На всмоктувальній лінії встановлено запірний вентиль 10 і фільтр 17, а на обвідній – запірний вентиль 9. Лінія зливу включає в себе запірний вентиль 12, швидкісний клапан 13, скидний вентиль 22 і манометр 20. Комунікації парової фази складаються із трубопроводу 7, запірного 6 і скидного 24 вентилів. Цистерна заповнюється зрідженим газом за допомогою електронасоса 18, встановленого на автоцистерні.

Газовоз – це цистерни, що є спеціалізованим транспортним засобом типу FL, призначеним для транспортування і тимчасового зберігання зріджених вуглеводневих газів (пропан технічний, пропан-бутан технічний) під тиском до 1,57 МПа (16 кгс / см^2).

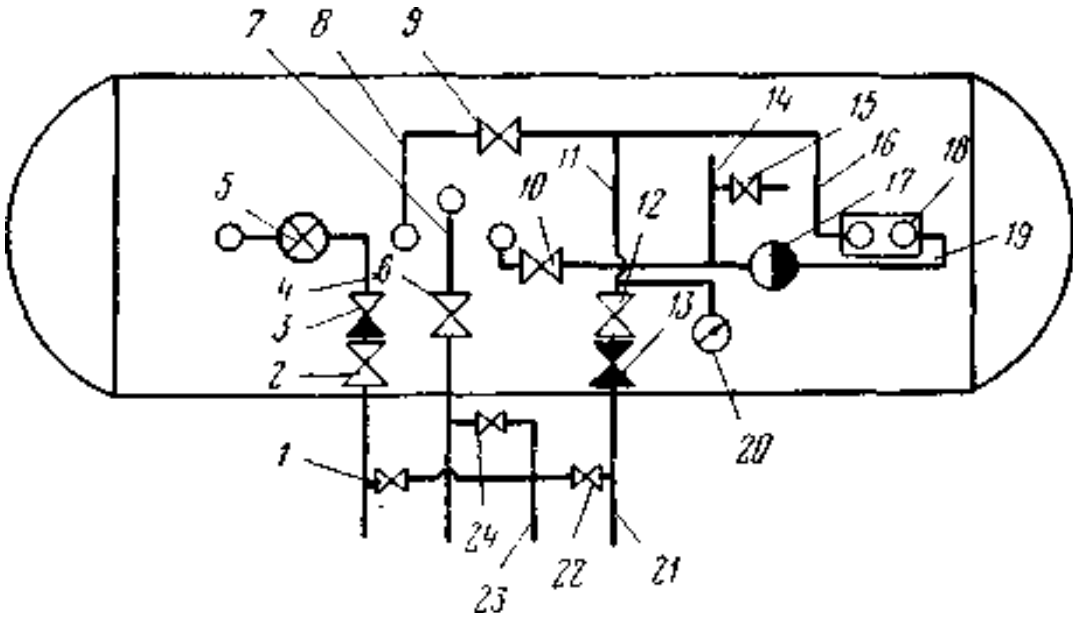


Рис. 8.2. Вузол зливно-наливних комунікацій автоцистерни АЦ-15-377С:
1 – вентиль; 2, 6, 9, 10 – вентилі запірні; 3 – зворотний клапан; 4 – наповнювальний трубопровід рідкої фази; 5 – обмежувач наливу; 7 – трубопровід парової фази; 8 – обвідна лінія; 11 – зливний трубопровід рідкої фази; 12 – вентиль запірний зливної лінії; 13 – клапан швидкісний; 14 – патрубок наповнення; 15, 22, 24 – вентилі скидні; 16, 21 – напірна лінія зливного трубопроводу; 17 – фільтр; 18 – електронасос; 19 – усмоктувальна лінія зливного трубопроводу; 20 – манометр; 23 – лінія зливу

Середовище в цистерні пожежо- та вибухонебезпечне, малотоксичне, корозійне (швидкість корозії не більше 0,05 мм / рік. Код ППЦ відповідно до Європейської угоди про міжнародне дорожнє перевезення небезпечних вантажів – Р2,1 BN (Р – цистерна для зріджених газів; 2,1 – мінімальна величина випробувального тиску для цистерн без теплоізоляції, МПа; В – цистерна з отворами для наповнення або спорожнення знизу з трьома затворами; N – цистерна із запобіжним клапаном, яка не закривається герметично).

Останнього часу широкого розповсюдження для транспорту зріджених газів отримали автоцистерна типу АЦТ-10 і напівпричеп-цистерна типу ППЦТ-20.

ППЦ виготовляється в транспортній комплектації, тобто без технологічного обладнання, яке може здійснювати заправку газобалонних автомобілів, і дозволяє виконувати такі операції: налив

і злив зріджених вуглеводневих газів (ЗВГ) з допомогою технологічного обладнання газонаповнювальних станцій (ГНС), газонаповнювальних пунктів (ГНП), автомобільних газозаправних станцій (АГЗС); злив ЗВГ самопливом за рахунок різниці рівнів; налив і злив ЗВГ за допомогою власного технологічного обладнання (встановлений насос, лічильник і т. ін.).

На вимогу споживача на ППЦ усіх модифікацій може бути встановлено таке додаткове обладнання: електронний сигналізатор рівня ЗВГ у цистерні, незамерзаючий дренажний клапан; насос Blackmer марки LGLD2E або насос HYDRO-VACUUM марки SKC.06, призначені для наливу і зливу ЗВГ.

Автоцистерна АЦТ-10 призначена для транспортування і заповнення стаціонарних місткостей зрідженими вуглеводневими газами, вона розрахована на тиск до 1,6 МПа і має таку технічну характеристику:

– базове шасі МАЗ-5336А3 (Євро-3, АБС);
– двигун ЯМЗ-6562.10 потужністю 250 к.с.;
– коробка передач ЯМЗ-2381 з числом ступенів 8;
– номінальна місткість – 10 м^3;
– матеріал цистерни сталь 09Г2С, форма перетину кругла;
– споряджена маса 10 800 кг;
– повна маса 16 000 кг;
– габаритні розміри, мм, не більше:
  – довжина 8 150;
  – ширина 2 500;
  – висота 3 160.

Автоцистерна обладнана донними клапанами, запірною і регулюючою апаратурою, запобіжними клапанами, манометрами, рівнеміром. Може комплектуватися технологічною системою з масовим витратоміром, призначеним для комерційного обліку.

Напівпричіп-цистерна ППЦТ-20 призначена для транспортування і заповнення стаціонарних місткостей зрідженими вуглеводневими газами і розрахована на тиск до 1,6 МПа. Агрегат має такі характеристики:

– базове шасі BPW або SAF, підвіска пневматична, гальмівна система WABCO, EBS, підйомний пристрій і шворінь JOST;
– місткість 20 м^3;
– матеріал цистерни сталь 09Г2С, форма перетину кругла;
– споряджена маса 9 400 кг;

– повна маса 19 500 кг;
– габаритні розміри, мм, не більше:
– довжина 8 800,
– ширина 2 500,
– висота 3 350.

Напівпричеп-цистерна обладнана донними клапанами з пневмоприводом, зворотним клапаном, кранами кульовими, сепаратором з фільтром і зворотним клапаном, масовим витратоміром EndressLPGMass, насосом Z2000 з двигуном потужністю 4 кВт, електронною головою TE550, електромагнітним клапаном, датчиком температури, диференціальним клапаном, рівнеміром RochesterMagnetell, функцією показання на дисплеї інформації про щільність продукту.

Перевезення зріджених газів у балонах здійснюється на звичайних бортових автомашинах і на спеціальних касетних автомашинах (балоновозах) з нормальним кузовом типу ГАЗ, ЗІЛ та інші, що забезпечують одночасне перевезення відповідно 56 і 77 балонів. Кузови машин обладнують клітями для установлення балонів об'ємом по 50 л кожний, при цьому балони укладають у два яруси; в балоновозі типу «Клітка» їх вміщується до 132 шт. Найбільш зручний в експлуатації балоновоз для транспортування балонів об'ємом 27 л, розташованих у два яруси. Балони транспортують також у причепах, які разом з вантажними автомобілями утворюють автопоїзди. Балони виготовляють за ГОСТ 15860-70, вони розраховані на тиск до 1,6 МПа. Стандартом передбачений ряд балонів об'ємом 2,5; 5; 12; 27;50 і 80 л. Балони об'ємом понад 5 л являють собою циліндричні зварні посудини з двома штампованими днищами еліптичної форми, у них є черевик, горловина і захисний комір. У балонів об'ємом 50 і 80 л замість коміра передбачений захисний ковпак і дві ручки. Захисний комір служить одночасно транспортною ручкою і опорою при установленні балонів у кілька ярусів. У горловини балонів об'ємом 5, 12 і 27 л встановлені клапани КБ-1, що закриваються самі, а в горловини балонів об'ємом 50 і 80 л – кутові вентилі СБ-1.

Перевезення зрідженого газу в «ковзних» резервуарах застосовують для доставки його в місця, віддалені від кущових баз або від газонаповнювальних станцій, а також для доставки виробничим комунально-побутовим господарствам. «Ковзними» називають знімні резервуари об'ємом 0,5 – 3,5 м^3.

Найбільше застосування мають резервуари РС-1600 (об'ємом 1600 л), розраховані на робочий тиск 1,8 МПа. Резервуар являє собою зварну циліндричну посудину з еліптичним днищем. Навантаження і розвантаження резервуара зазвичай роблять за допомогою автокрана. У споживача резервуари встановлюють групою або поодинці. Доставка зрідженого газу в «ковзних» резервуарах на відстань 100 – 200 км обходиться на 20 – 25 % дешевше, ніж у балонах.

Завдання для самоконтролю

1. Сфера застосування цистерн типу FL.
2. Класифікувати автоцистерни за призначенням і конструкцією.
3. Умови перевезення зріджених газів у балонах.
4. Навести робочий тиск, на який розраховано напівпричіп-цистерна ППЦТ-20.
5. Умови застосування «ковзних» резервуарів.
6. Навести робочий тиск, на який розраховано газові балони згідно з ДСТУ.
7. Дати характеристику пристрою, що автоматично відключає цистерну від лінії при обриві шланга, розриві труби та в інших аварійних випадках.
8. Розповісти про пристрій, що встановлюють на автоцистерни, щоб використовувати їх як роздавальні.

9. ВОДНИЙ ТРАНСПОРТ ДЛЯ ПЕРЕВЕЗЕННЯ ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ

Розглянуто: класифікацію суден для водного транспортування газів, їх будову, основні характеристики, переваги і недоліки.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– вибирати рухомий склад водного транспорту для перевезення зріджених газів, а також вивчити будову суден, основні характеристики, переваги і недоліки.

9.1. Загальні відомості

Перевезення зріджених газів водними магістралями здійснюється морським і річковим транспортом. Найбільш широкий розвиток має морський транспорт, що забезпечує доставку зрідженого газу споживачам як всередині країни, так і за її межами. Морським транспортом в основному доставляються зріджені вуглеводневі гази (ЗВГ) і лише частково зріджені природні гази (ЗПГ), які можуть знаходитися в зрідженому стані лише при глибокому охолодженні (до – 162 °С).

9.2. Рухомий склад

Основний обсяг морських перевезень зріджених газів здійснюється в морських суднах – танкерах (газовозах), обладнаних спеціальними резервуарами для зберігання.

Залежно від типу резервуарів, що встановлюються на газовозі, розрізняють такі типи транспортних суден: *танкери з резервуарами під тиском*, розраховані на максимальну пружність парів продукту при + 45°С (1,6 МПа); танкери з теплоізольованими резервуарами під зниженим тиском (*напівізотермічні*), призначені для транспортування зрідженого газу при проміжному охолодженні від – 5 °С до + 5 °С; танкери з теплоізольованими резервуарами під зниженим тиском (*ізотермічні*) для транспортування зрідженого газу з тиском, близьким до атмосферного, і низькій температурі (–40 °С

для пропану, –103 °С для етилену, –162 °С для зрідженого природного газу).

Перевезення газу під тиском і в напівізотермічному стані здійснюється у танкерах місткістю до 2000 м^3, при цьому застосовуються циліндричні вертикальні, горизонтальні та сферичні резервуари. Вертикальні резервуари (рис. 9.1) використовують переважно для перевезення зрідженого газу з підвищеним тиском (до 1,6 МПа). Горизонтальні циліндричні та сферичні застосовують при напівізотермічному способі перевезення (рис. 9.2).

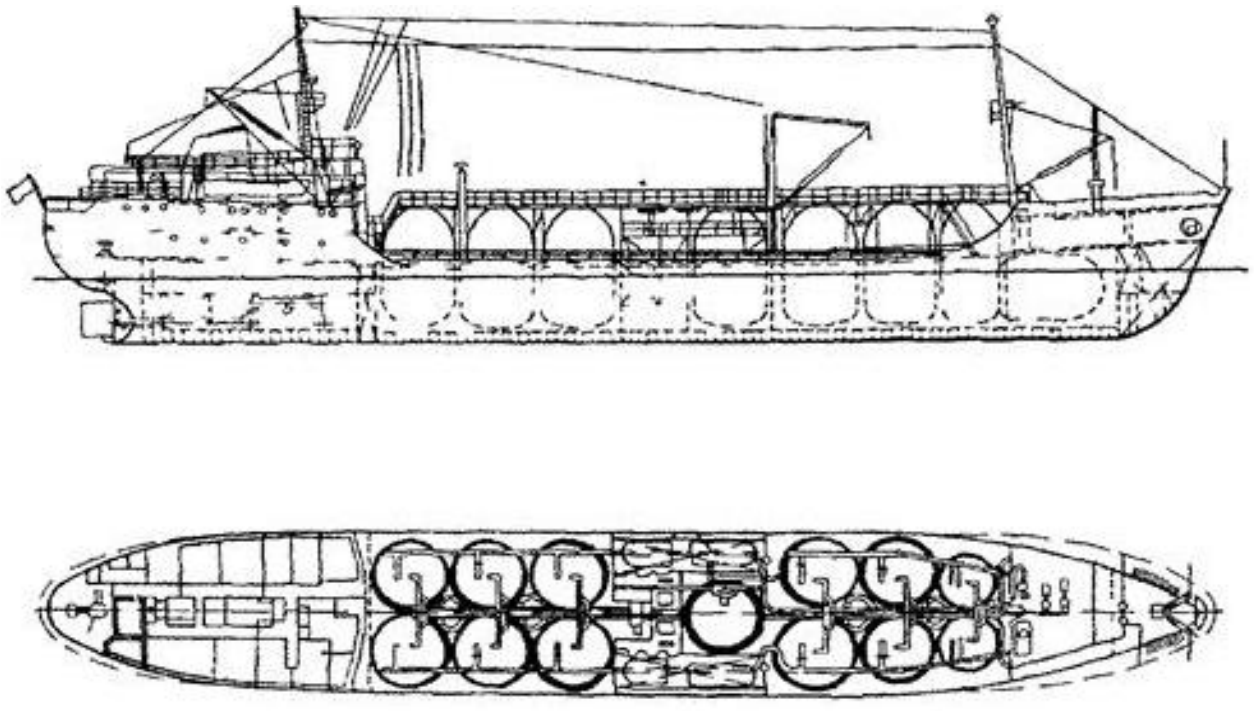


Рис. 9.1. Танкер для перевозки ЗВГ під підвищеним тиском в циліндричних вертикальних резервуарах

9.3. Навантажувально-розвантажувальні операції та обладнання

Для навантажувально-розвантажувальних робіт на танкері зазвичай встановлюють відцентрові насоси, компресори та інше обладнання, пов'язане з охолодженням і перекачуванням вуглеводневого газу. Принципова схема такої системи наведена на рис. 9.3, відповідно до якої навантаження танкера проводиться з резервуарів, установлених на березі, через приймальний трубопровід на судні, який з'єднаний з судновими резервуарами, подаючи в них зріджений газ через розширювачі, які знаходяться на березі.

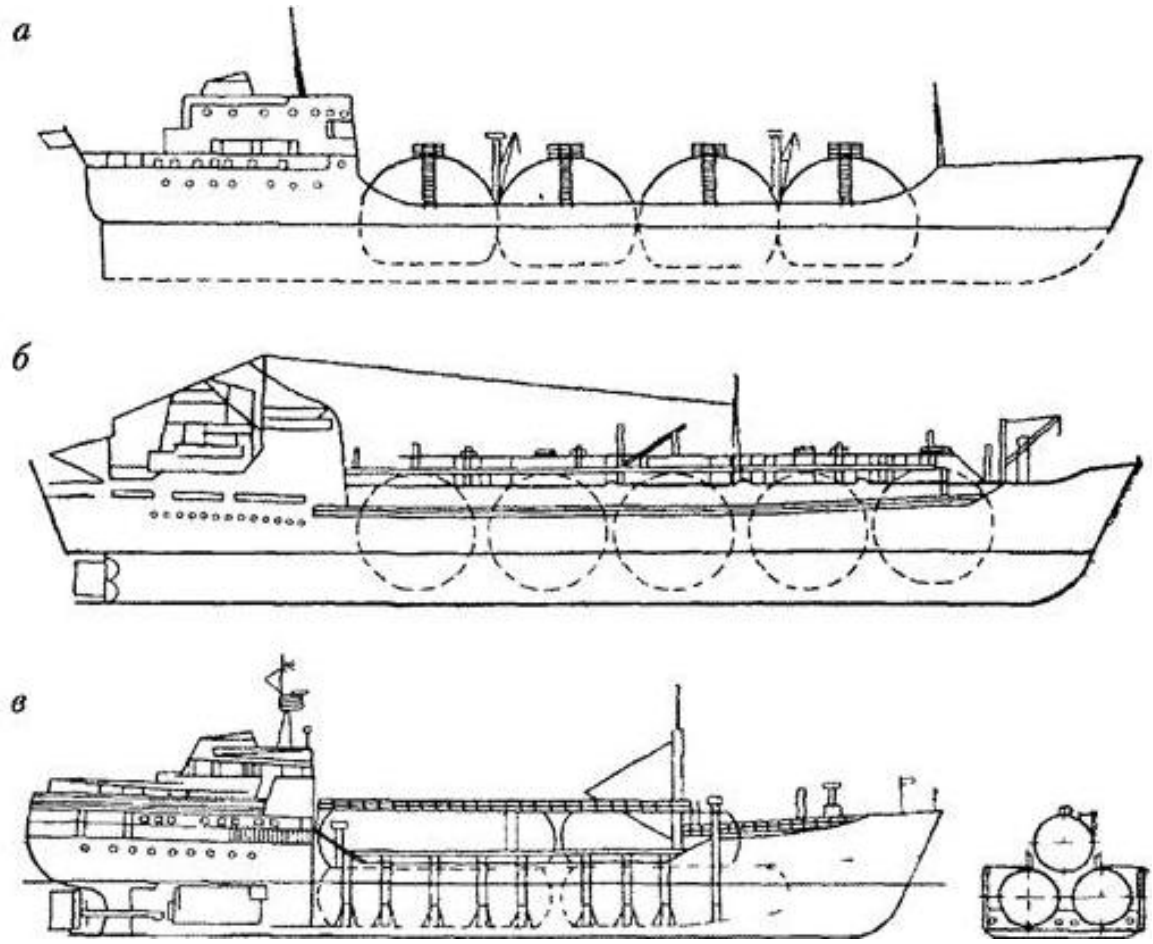


Рис. 9.2. Напівізотермічні танкери для перевезення ЗВГ:
а – із сферичними резервуарами, встановленими на вантажній палубі;
б – із сферичними резервуарами, встановленими у вантажних трюмах;
в – з циліндричними резервуарами, встановленими у вантажних трюмах і на верхній палубі

Парова фаза зрідженого газу, що випаровується, всмоктується компресорами 5, де відбувається стиснення газу, і потім він надходить у конденсатори 7, де, охолоджуючись забортною водою, стискається і тече в проміжні посудини 9, а потім через регулюючий клапан рівня рідини повертається в суднові резервуари. При розвантаженні танкера для створення надлишкового тиску в суднових резервуарах зазвичай використовується парова фаза, яка перебуває в берегових резервуарах або отримується на танкер із зрідженого газу подачею його в теплообмінник з суднових резервуарів. Газ, що утворився на зовнішньому контурі теплообмінника, стискають компресорами 5 і під тиском нагнітають назад у суднові резервуари, завдяки чому в них з'являється надлишковий тиск, що забезпечує

можливість насосам 3 перекачувати рідкий газ на берег. На танкері застосовують різні системи охолодження – холодильники, щоб забезпечити підтримку або зниження температури зрідженого газу, викликаних умовами зберігання і перекачування.

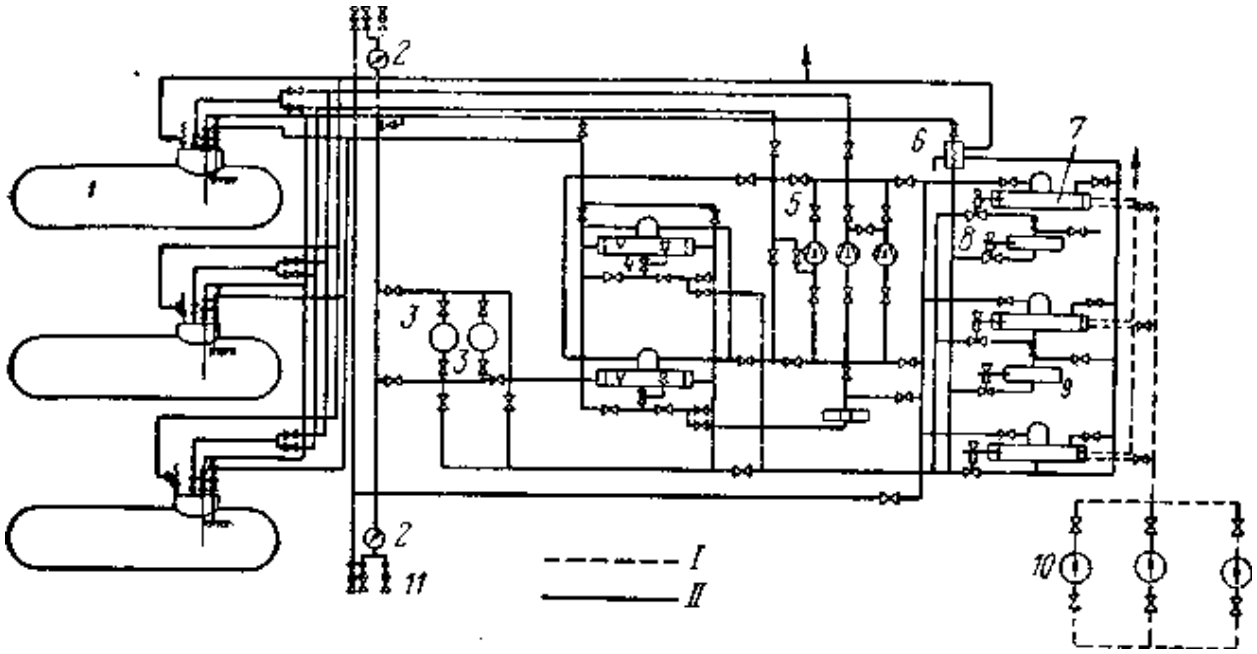


Рис. 9.3. Схема перекачування ЗВГ на танкері: 1– резервуар; 2 – фільтр; 4 – насос; 5 – компресор; 6 – відокремлювач вантажу; 7 – конденсатор; 8 – регулятор рівня рідини; 9 – проміжна посудина; 10 – насос забортної води; I – циркуляція забортної води; II – технологічні трубопроводи

Розрахунок резервуарів на міцність проводять за обраним розрахунковим тиском з урахуванням тиску, що виникає в результаті ударів ЗВГ в стінки резервуара при різкій зупинці танкера. Для зменшення тиску від різкого гальмування довгі горизонтальні циліндричні резервуари обладнують кількома поперечними перегородками, а іноді й поздовжньою перегородкою.

Фундаменти резервуарів необхідно проектувати з урахуванням додаткових динамічних навантажень, спрямованих вертикально вниз. Величина цих навантажень у краях танкера має дорівнювати величині полуторної маси резервуара з вантажем, а в середній частині танкера – одинарної маси резервуара з вантажем.

На півізотермічних танкерах застосовують різні системи охолодження для різних потреб:

– конденсація газової фази в конденсаторах розсолом (рис. 9.4, а);

– охолодження за допомогою поміщених у рідку фазу змійовиків, по яких пропускають розсол;

– використання робочих компресорів для охолодження, де хладагентом є сам ЗВГ (рис. 9.4, б).

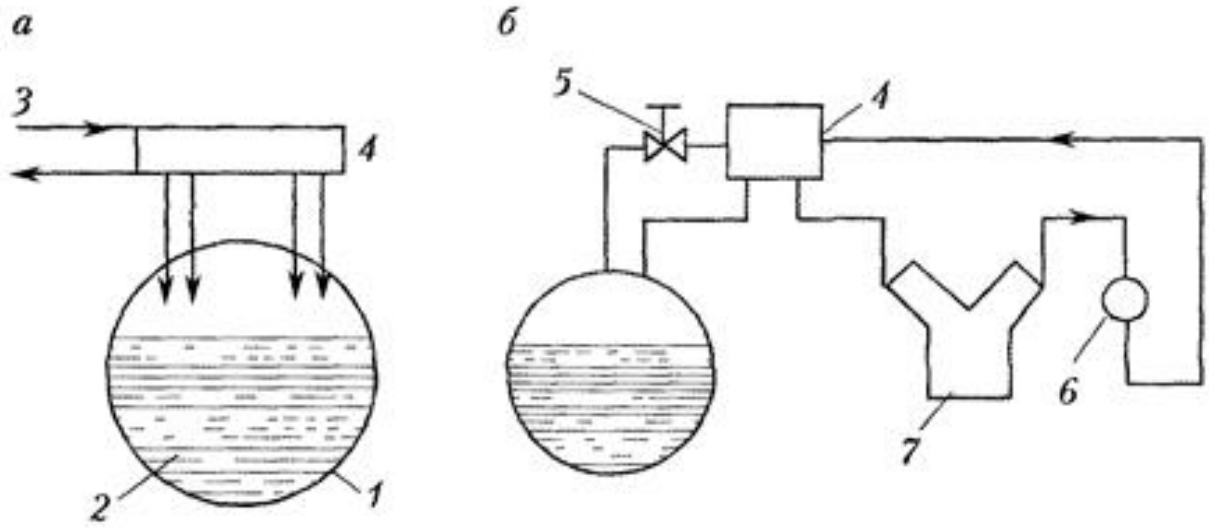


Рис. 9.4. Принципова схема системи охолодження ЗВГ на морському танкері: 1 – резервуар; 2 – ЗВГ; 3 – розсол; 4 – теплообмінник; 5 – дросельний вентиль; 6 – конденсатор; 7 – компресор

Холодильні установки танкера в усіх випадках забезпечують виконання таких операцій:

– доведення температури ЗВГ, що відбирається з резервуарів берегового сховища, до температури, визначеної для одного резервуара танкера;

– підтримання в процесі транспортування постійної температури продукту в резервуарах танкера або зниження температури, якщо продукт повинен бути злитий в порту призначення в резервуари з більш низькою температурою зберігання.

На півізотермічних танкерах застосовують установки підігріву ЗВГ для того, щоб уникнути зниження температури ЗВГ нижче –1 ºС в зимовий час.

Ізотермічні танкери, як уже зазначалося, характеризуються великою вантажопідйомністю та продуктивністю.

Технологія проведення вантажних робіт на кожному з перерахованих типів танкерів різна і залежить не тільки від типу газовоза, а й від умов зберігання ЗВГ на березі.

Вантажна система танкерів, що перевозять ЗВГ в резервуарах під високим тиском (РВТ), складається з рідинних і парових трубопроводів, насосів, компресорів та проміжного резервуара. При зберіганні ЗВГ на березі в РВТ навантаження газовозів здійснюється описаним далі способом.

З проміжного резервуара пари газу відсмоктують компресором і стискають до тиску, що дорівнює тиску газу або трохи перевищує його. Перепад тиску, що при цьому виникає, змушує зріджений газ витікати з берегового сховища і потім насосами він подається у вантажні резервуари танкера. Півізотермічні резервуари наливають так само, як і РВТ за рахунок перепаду тиску. У вантажну установку включаються додатково установки повторного зрідження газу, оскільки внаслідок перекачування він нагрівається. Перевантаження та перевезення ЗВГ здійснюється згідно з «Вимогами техніки безпеки і виробничої санітарії під час перевезення зріджених газів».

Ізотермічні танкери відрізняються великою місткістю (до 10 000 м^3) і подачею при зливі – наливі (500 – 1000 т/год і більше). Застосовують їх при значних вантажообігах. Оскільки в цих танкерах зріджені гази перевозяться під тиском, близьким до атмосферного, вантажні резервуари виконуються прямокутної форми у вигляді танків, які добре вписуються в контур судна.

Спосіб перевезення зріджених газів вибирають залежно від вантажообігу, наявного танкерного флоту та умов зберігання газу на березі. У зв'язку зі значним зростанням виробництва зріджених газів відповідно збільшується число танкерів для їх перевезення, а також зростає їх вантажопідйомність. Відомі окремі типи великих морських танкерів-газовозів, вантажопідйомність яких досягає більше 14000 т, а також танкери змішаних вантажів, одночасно перевозять 5000 т зрідженого вуглеводневого газу і 38 000 т нафти.

Перевезення зріджених вуглеводневих газів річковим транспортом здійснюють у баржах, завантажених балонами або знімними сталевими («легкими») резервуарами РС-1600 (об'ємом 1600 л). Для цієї мети застосовують самохідні баржі вантажопідйомністю 60 т і несамохідні вантажопідйомністю 100, 200 і 300 т. Балони об'ємом 27 л в кількості 3000, 4200 і 6000 шт. (відповідно вантажопідйомності барж 100, 200 і 300 т) розміщують як

вертикально в три ряди, так і горизонтально в п'ять рядів і обов'язково закріплюють. Резервуари РС-1600 при кількості 128, 100 і 68 шт. відповідно вантажать у два ряди за допомогою автомобільних і плавучих кранів. Балони та резервуари покривають брезентом і закріплюють. З метою зменшення вартості транспортних витрат в окремих випадках для транспортування зрідженого газу застосовують резервуари об'ємом 100 і 200 $м^3$, що встановлюються на баржах вантажопідйомністю 200 і 300 т. Практикується також буксирування одночасно декількох барж, при цьому найбільш економічною є доставка гнучких складів барж методом штовхання, тобто коли буксир-штовхач знаходиться позаду складу.

Завдання для самоконтролю

1. Класифікувати танкери-газовози залежно від типу резервуарів.
2. Перелічити обладнання, що зазвичай встановлюють на танкері для навантажувально-розвантажувальних робіт.
3. Навести склад вантажної системи танкерів для перевезення ЗВГ в резервуарах високого тиску (РВТ).
4. Охарактеризувати порядок перевезення зріджених вуглеводневих газів річковим транспортом.
5. Класифікувати системи охолодження на півізотермічних танкерах.
6. Навести чинники, від яких залежить вибір способу перевезення зріджених газів.
7. Перелічити операції, які забезпечують холодильні установки танкера.
8. Класифікувати резервуари для різних способів перевезення зріджених вуглеводневих газів.

10. ОСОБЛИВОСТІ ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУ ГАЗУ

Розглянуто: класифікацію газопроводів, загальні відомості про способи їх прокладання та будову. Наведено технологічні схеми трубопровідного транспорту зріджених вуглеводневих і природного газів, будову та устаткування компресорних станцій.
Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:
– класифікувати газопроводи, штучні та природні гази;
– характеризувати процеси очищення, осушення й одоризації газів, а також мати уяву про обладнання насосних і компресорних станцій.

10.1. Загальні положення

До магістральних трубопроводів належать трубопроводи, якими транспортується газ від районів його видобутку, виробництва або зберігання до місць споживання – до газорозподільних станцій (ГРС) міст, населених пунктів і окремих промислових і сільськогосподарських підприємств.

Магістральні газопроводи залежно від робочого тиску газів, що транспортуються, поділяються на два класи: до I класу належать газопроводи з робочим тиском газів 2,5 – 10 МПа; до II – газопроводи при робочому тиску газів 1,2 – 2,5 МПа. Крім того, незалежно від способу прокладки (підземної, наземної чи надземної) за діаметром магістральні газопроводи підрозділяються на такі категорії: діаметром менше 700 мм – IV, а діаметром 700 мм і більше – III.

Система газопостачання міст та населених пунктів складається з джерел газопостачання, газорозподільної мережі та внутрішнього обладнання.

Джерела – це магістральні газопроводи і відводи від них, станції підземного зберігання газу (СПЗГ) і газорозподільні станції зріджених газів.

Газова розподільна мережа являє собою систему газопроводів і обладнання, що служать для транспорту і розподілу всередині міста (населеного пункту, промислового об'єкта).

Внутрішнє газове обладнання житлових будинків, комунальних і промислових підприємств включає внутрішньобудинкові та

промислові газопроводи, а також газові прилади й установки для спалювання газу.

Сучасні розподільні системи газопостачання (залежно від об'єкта) – це складний комплекс споруд, що складається з таких основних елементів:

1) газових мереж високого, середнього та низького тиску;

2) газорозподільних станцій (ГРС);

3) газорегуляторних пунктів (ГРП) та установок (ГРУ).

Газопроводи систем газопостачання класифікують таким чином:

– за видом газу, що транспортується: природного, попутного нафтового, ЗВГ (фракцій C_3 і C_4), штучного, зрідженого газів;

– за тиском газу: високого, середнього та низького тиску;

– за розташуванням відносно позначки землі: підземні (підводні), надземні (надводні);

– за розташуванням у системі планування міст і населених пунктів: зовнішні (вуличні, внутрішньоквартальні, дворові, міжцехові, міжселищні); внутрішні (внутріцехові);

– за призначенням: у системі газопостачання – міські магістральні; розподільні; вводи; вступні газопроводи – імпульсні; продувальні;

– за принципом побудови (розподільні газопроводи): кільцеві; тупикові; змішані;

– за матеріалом труб: металеві (сталеві, мідні); неметалеві (пластмасові, азбестоцементні та ін.).

Відповідно до п. 4.3. СНіП 42.01-2002 газопроводи систем газопостачання залежно від тиску газу, що транспортується, поділяють на:

– газопроводи високого тиску I категорії – при робочому тиску газу від 0,6 (6 кг/см^2) до 1,2 МПа (12 кг/см^2) включно для природного газу і газоповітряних сумішей і до 1,6 МПа (16 кг/см^2) для зріджених вуглеводневих газів (ЗВГ);

– газопроводи високого тиску II категорії – при робочому тиску газу від 0,3 (3 кг/см^2) до 0,6 МПа (6 кг/см^2);

– газопроводи середнього тиску – при робочому тиску газу від 0,005 (500 мм вод. ст.) до 0,3 МПа (3 кг/см^2);

– газопроводи низького тиску з робочим тиском до 0,005 МПа (0,05 кг/см^2) включно.

Газорозподільна система – майновий виробничий комплекс, що складається з технологічно, організаційно та економічно взаємопов'язаних об'єктів, призначених для транспортування і подачі газу безпосередньо його споживачам.

Газорозподільна мережа – це система зовнішніх газопроводів від джерела до введення газу споживачам, а також споруди та технічні пристрої на них.

Джерело газорозподілу є елементом системи газопостачання (наприклад, газорозподільна станція – ГРС), що служить для подачі газу в газорозподільну мережу.

Зовнішнім називається підземний, наземний і (або) надземний газопроводи, прокладені поза будівлями до зовнішньої конструкції будівлі.

Внутрішнім – газопровід, прокладений від зовнішньої конструкції будівлі до місця підключення розташованих усередині будівель вузлів нагрівальних приладів.

Газовикористовуване обладнання – з його допомогою використовують газ як паливо.

Газове обладнання – технічні вироби повної заводської готовності (компенсатори, конденсатозбірники, арматура трубопровідна запірна і т. д.), що застосовують як складові елементи газопроводів.

Охоронна зона газопроводу – територія з особливими умовами використання, що встановлюється вздовж трас газопроводів і навколо інших об'єктів газорозподільної мережі з метою забезпечення нормальних умов її експлуатації і виключення можливості її пошкодження.

Для теплових установок промислових підприємств і окремо котелень допускається використання газу з тиском до 1,2 МПа, якщо такий тиск потрібен за умовами технології виробництва.

Допускається використання газу з тиском до 0,6 МПа в котельнях, розташованих у прибудовах до виробничих будівель.

Газопроводи низького тиску служать для подачі газу в житлові, громадські будівлі та на підприємства побутового обслуговування.

Газопроводи середнього та високого (I категорії) тиску служать для живлення міських розподільних мереж низького і середнього тиску через ГРП, а також для подачі газу в газопроводи промислових і комунальних підприємств.

Міські газопроводи високого (II категорії) тиску є основними для газопостачання великих міст. Газ подають через ГРП в мережі середнього і високого тиску, а також промисловим підприємствам, які потребують такий саме газ.

Зв'язок між газопроводами різного тиску здійснюється через ГРС і ГРП.

Верхній рівень складають газопроводи високого тиску, що є головним стрижнем міської газової мережі. Мережа високого тиску повинна бути резервована, тобто закільцьована. Вона гідравлічно з’єднується з іншою частиною системи через регулятори тиску, оснащені запобіжними пристроями, що запобігають підвищенню тиску.

Газопроводи великих населених пунктів (у тому числі й міські) можна поділити на три групи:

1) розподільні – для подачі газу до промислових споживачів, комунальним підприємствам та в райони житлових будинків; ці газопроводи можуть бути високого, середнього та низького тиску, кільцеві й тупикові;

2) абонентські відгалуження, що подають газ від розподільних мереж до окремих споживачів;

3) внутрішньобудинкові.

Для селищ і невеликих міст рекомендується одноступенева система газопостачання.

Для середніх міст використовують двоступеневу систему газопостачання. Газ від ГРС по мережі середнього або високого тиску подають до великих споживачів і до газорегуляторних пунктів, а від останніх – у розподільну мережу міста.

Триступенева система газопостачання рекомендується для великих міст. Газові мережі великих і середніх міст необхідно проектувати кільцевими, а для невеликих міст і селищ може бути запроектована тупикова схема. Остаточний варіант затверджується після техніко-економічного обґрунтування.

Для великих міст і центрів промислових районів доцільно застосовувати додаткове кільце з тиском до 2,5 МПа, за допомогою якого газ із магістрального газопроводу розподіляють навколо міста і подають у міські мережі високого тиску і в магістралі до промислових районів, міст-супутників і в підземні сховища газу.

З магістральних газопроводів газ через ГРС надходить у міські розподільні мережі різного тиску. Великі міста мають кілька незалежних точок живлення і кілька ГРС, що підвищує надійність системи газопостачання і гнучкість її в експлуатації. Газопроводи високого тиску необхідно прокладати по околицях міста. ГРС

розміщують у місцях підведення магістральних газопроводів за територією міста, що не підлягає забудові.

ГРП, що живлять мережу високого і середнього тиску, також намагаються розміщувати навколо міста з різних його боків. Місцезнаходження цих ГРП необхідно вибирати таким, щоб забезпечити після них подачу газу по найкоротшому шляху до центрів навантажень кожного району міста.

ГРП, що живлять мережу низького тиску розташовують у центрі навантажень (кварталів і мікрорайонів). Такі ГРП мають пропускну здатність 1000 – 3000 $м^3$/год, радіус дії 400 – 800 м.

Внутрішнє газове обладнання житлових будинків, комунальних і промислових підприємств включає внутрішньобудинкові і внутрішньовиробничі газопроводи, а також газові прилади та установки для спалювання газу.

Природний газ подають у міста по магістральних газопроводах, які доцільно експлуатувати при максимальній проектній пропускній здатності. Фактичне споживання газу характеризується різкою нерівномірністю протягом доби, тижня і різних періодів року. Нерівномірність пов'язана зі зміною погоди, специфічними особливостями деяких виробництв, укладом життя населення та ін. Сезонна нерівномірність споживання газу вимагає акумулювання великої кількості газу в літній період і відпускання його споживачам у холодний зимовий період року.

Єдиним способом створення таких запасів газу є його зберігання в підземних сховищах, які можуть бути створені в виснажених нафтових і газових родовищах, а також у водяних пластах. Для зберігання відносно невеликих кількостей газу на заводах і в газорозподільній мережі застосовують газгольдери низького і високого тиску. У газовій мережі газгольдери служать для покриття нерівномірності споживання газу протягом доби. Для прийняття, зберігання і постачання споживачам зріджених вуглеводневих газів будують роздавальні станції і кущові бази. Для зберігання великих обсягів зріджених газів споруджують підземні сховища в штучних або природних виробках у щільних непроникних породах.

Горючі гази, що використовуються для газопостачання: природні й штучні. За ДСТУ 5542-87 вміст шкідливих домішок у грамах на 100 $м^3$ газу не повинен перевищувати: сірководню – 2, аміаку – 2, ціанистих сполук в перерахунку на синильну кислоту (HCN) – 5, смоли і пилу – 0,1, нафталіну – 10 (влітку) і 5 (взимку).

Вміст вологи не повинен перевищувати кількості, що насичує газ при температурі 20°С (взимку) і 35°С (влітку). Якщо газ транспортують на великі відстані, то його осушують.

Природні гази являють собою суміш вуглеводнів метанового ряду, які можна поділити на три групи:

1) гази чисто газових родовищ, що складаються в основному з метану, є сухими або худими (не більше 50 г/м^3 пропану і вище);

2) попутні гази нафтових родовищ, тобто суміш сухого газу, пропан-бутанової фракції та газового бензину – жирні гази, що містять велику кількість важких вуглеводнів (зазвичай більше 150 г/м^3);

3) гази конденсатних родовищ, що являють собою суміш сухого газу і конденсату; пари конденсату – це суміш парів важких вуглеводнів, що містять C_5 і вище (бензин, нафта, гас).

Сухі гази легші за повітря, а жирні – зазвичай важчі.

Теплотворна здатність газів чисто газових родовищ – 31000 – 38000 кДж/м^3, а попутних газів нафтових родовищ – 38000 – 63000 кДж/м^3.

Штучні гази. При термічній обробці твердих палив залежно від способу переробки отримують гази сухої перегонки і генераторні гази.

Суха перегонка – процес розкладання твердого палива без доступу повітря. Отримують газ, смолу і коксовий залишок (температура процесу 900 – 1100°С).

Приблизний склад коксового газу, %: H_2 – 5; CH_4 – 24;C_nH_m – 2; CO – 8; CO_2 – 2,4; O_2 – 0,6; N_2 – 4.Теплотворна здатність – 16000 – 18000 кДж/м^3, щільність – 0,45 – 0,5 кг / м^3.

Газифікація – процес термохімічної переробки палива. В результаті реакції вуглецю, палива з киснем і водяною парою утворюються горючі гази: оксид вуглецю і водень. Одночасно з процесом газифікації протікає часткова суха перегонка палива.

Продуктами газифікації палива є горючий газ, зола і шлаки (в газогенераторах). При подачі в газогенератор пароповітряної суміші отримують генераторний газ, що називають змішаним, приблизний склад якого в %: H_2 – 14,0; CH_4 – 1,0; CO – 28,0; CO_2 – 6,0; O_2 – 0,2; H_2S – 0,2; N_2 – 50,6. Теплотворна здатність генераторного газу – 5500 кДж/м^3, щільність – 1,15 кг/м^3.

10.2. Транспортування зріджених газів

Під трубопровідним транспортом для зрідженого газу розуміють доставку пропану і бутану магістральними трубопроводами, у яких газ знаходиться під тиском, що перевищує пружність його парів, тобто у зрідженому стані. У цьому полягає особливість транспортування зріджених газів магістральними трубопроводами, для яких неприпустимо зниження тиску в мережі нижче пружності парів (тиску насичення) при даній температурі, тобто запобігання утворенню парової фази, що заповнює живий переріз трубопроводу. Зазвичай у трубопроводі підтримують тиск, який на 0,6 – 0,7 МПа перевищує тиск пружності парів. При зменшенні цієї різниці пропускна здатність знижується за рахунок утворення газових мішків. До цього виду транспорту вдаються при доставці газу з заводів-постачальників великим споживачам, наприклад, нафтохімічним підприємств, де газ використовується в основному як сировина.

Протяжність трубопроводів зрідженого газу зазвичай невелика – у межах 100 – 500 км, оскільки великі споживачі розташовуються відносно близько до нафто- і газопереробних підприємств. Принципова схема транспортування зрідженого газу така сама, як і схема транспортування нафти і нафтопродуктів за винятком особливостей, пов'язаних з високою пружністю парів (рис. 10.1).

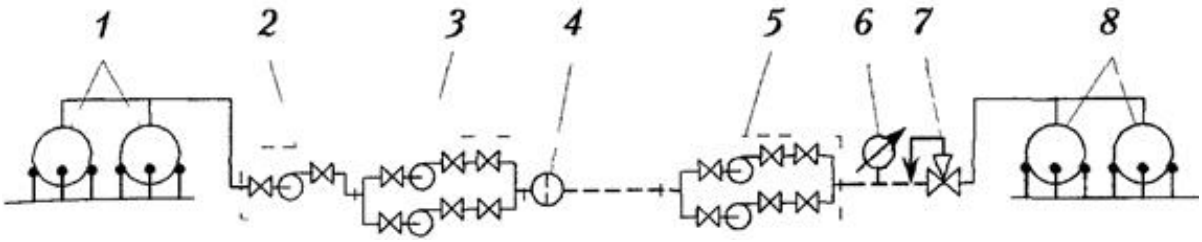


Рис. 10.1.Технологічна схема магістрального трубопроводу для ЗВГ: 1 – резервуари головної насосної станції; 2 – підпірні насоси головної насосної станції; 3 – основні насоси головної станції; 4 – пункт виміру; 5 – проміжна насосна станція; 6 – манометр для контролю тиску; 7 – регулятор тиску; 8 – резервуари зберігання на кінцевому пункті (кущова база або газонаповнювальна станція)

За типовою схемою зріджений газ забирається з резервуарів насосами головної станції та через пункти виміру витрати подається в магістральний трубопровід, на якому через певні відстані споруджені

проміжні перекачувальні станції, обладнані аналогічно головній станції. При розстановці перекачувальних станцій зазвичай виходять з умови, що тиск після станції має складати не більше 10 МПа, виходячи з запасу міцності трубопроводів. Крім того, враховується, щоб тиск у кінцевій ділянці перевищував пружність парів зрідженого газу на 0,6 – 0,7 МПа для забезпечення нормальних умов заповнення місткостей. Пропан і бутан перекачують по самостійному трубопроводу або разом з іншими світлими нафтопродуктами (переважно з бензином) з метою мінімального змішування. При перекачуванні двох партій нафтопродуктів між ними як буфер закачують бутан; так само роблять і при перекачуванні двох партій пропану. З метою зменшення сумішоутворення іноді застосовують роздільники за аналогією з послідовним перекачуванням нафтопродуктів. З огляду на ймовірність утворення гідратних пробок у трубопроводі через вологу з незначних нещільностей при експлуатації трубопроводів стежать за герметичністю арматури і за тиском у трубопроводі, який повинен бути не менше 0,8 – 1,0 МПа. Крім того, забезпечується постійне застосування інгібіторів для зневоднення газу (метанолу, з розрахунку 2 л на 1 т) й осушення трубопроводу перед закачуванням продукту. Важливе значення має дотримання відносної постійності об'єму зрідженого газу, що перекачується, необхідного тиску і температурного режиму, що забезпечується відповідним контролем за допомогою контрольно-вимірювальних приладів. Трубопровідний транспорт для зріджених газів є досить ефективним, бо обходиться приблизно в 2 рази дешевше, ніж їх перевезення залізницею.

Крім економічної ефективності, трубопровідний транспорт для зріджених газів більш зручний в експлуатації, дозволяє вести цілодобове перекачування і застосовувати засоби автоматики, забезпечуючи мінімальну трудомісткість і високу безпеку системи при мінімальних втратах.

10.3. Транспортування природного газу

Основним способом транспортування природного, а також попутних нафтових газів, є перекачування їх магістральними газопроводами.

Схема і склад споруд газопроводів. Магістральний газопровід включає в себе комплекс споруд, що забезпечують транспортування природного або попутного нафтового газу від газових чи нафтових

промислів до споживачів газу – міст, селищ, промислових підприємств і електростанцій. Склад споруд залежить від призначення газопроводу і включає такі основні комплекси: головні споруди, що складаються із систем газозбиральних і підвідних газопроводів, компресорного цеху та установок очистки й осушки газу; лінійні споруди, що складаються з власне магістрального газопроводу із запірними пристроями, переходів через природні й штучні споруди, станцій катодного захисту, дренажних установок; компресорні станції з установками для очищення газу, конконтрольно-розподільні пункти (КРП) для редукування газу на власні потреби станції, а також підсобно-допоміжні споруди (включаючи склади паливно-мастильних матеріалів, установки регенерації масла та ремонтно-експлуатаційні блоки); газорозподільні станції (ГРС), обладнані регуляторами тиску; підземні газосховища з компресорними станціями.

На рис. 10.2 подана технологічна схема магістрального газопроводу для транспортування природного газу. Взагалі транспортування газу здійснюється залежно від особливостей газового родовища. При досить високому пластовому тиску транспортування газу по трубопроводу забезпечується цим тиском; при низькому пластовому тиску перекачування здійснюється компресорними станціями, що споруджуються як в початковому пункті газопроводу, так і по його довжині.

У тих випадках, коли початковий тиск з плином часу починає знижуватися, на головних спорудах створюються дожимні компресорні станції. Газ із газового промислу по газозбірних мережах надходить на головні споруди, звідки після осушення й очищення направляється в магістральний газопровід. По лінії газопроводу для відключення окремих його ділянок встановлюють запірні пристрої і продувальні свічки. Вимикальні пристрої розташовують через кожні 20 – 30 км, а також на берегах водних перешкод (при перетині їх газопроводом з двома або більшою кількістю ниток) і компресорних станцій.

Продувальні свічки розміщують поблизу кранів, забезпечуючи спорожнення ділянок трубопроводу, які відключаються на час їх ремонту. Уздовж траси газопроводу розміщують протикорозійні (катодні та протекторні) установки для захисту труб від корозії, а також будинки лінійних ремонтників (через кожні 20 – 30 км), що мають телефонний зв'язок між собою, з ближніми компресорними

станціями та аварійно-ремонтними пунктами. В кінці газопроводу або його відгалуження споруджують газорозподільну станцію (ГРС), призначену для подачі газу в розподільну мережу міста або промислового підприємства. Іноді споруджують підземні газосховища для усунення сезонних нерівномірностей газоспоживання шляхом накопичення в них запасів газу в періоди мінімального споживання (влітку) з подальшим використанням його в періоди максимального споживання (взимку).

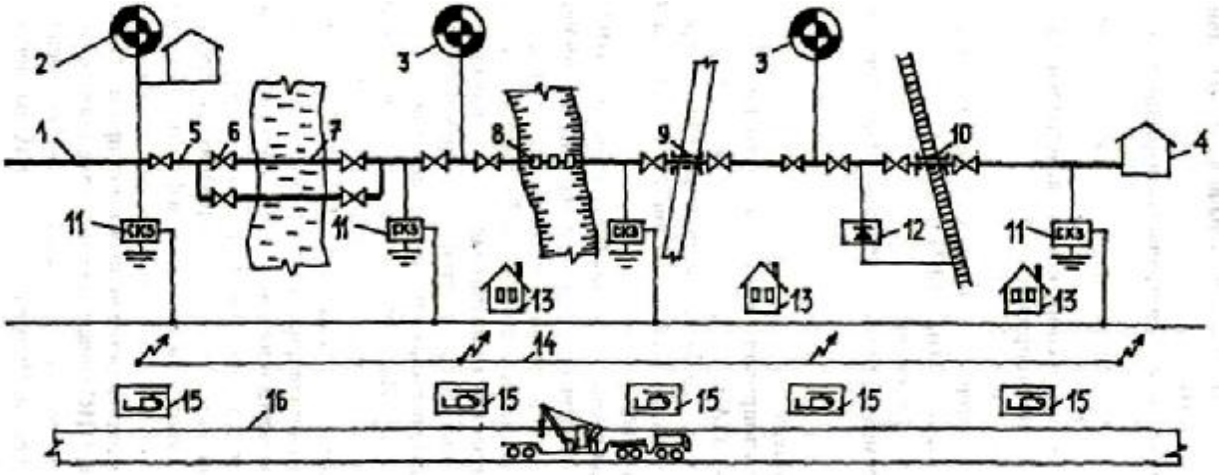


Рис. 10.2. Технологічна схема магістрального газопроводу природного газу: 1 – підвідний трубопровід; 2 – головна компресорна станція; 3 – проміжна компресорна станція; 4 – кінцевий пункт; 5 – лінійна частина; 6 – лінійна засувка; 7 – дюкер; 8 – надземний перехід; 9 – перехід під автодорогою; 10 – перехід під залізницею; 11 – станція катодного захисту; 12 – дренажна установка; 13 – будівля обхідника; 14 – лінія зв’язку; 15 – вертолітний майданчик; 16 – дорога вздовж траси

Будова й устаткування компресорних станцій. Компресорні станції є складовою частиною магістрального газопроводу. Вони призначені для збільшення пропускної здатності газопроводу за рахунок підвищення тиску газу на виході зі станції шляхом його компримування, а також для підготовки газу до транспорту.

Залежно від призначення і місця розташування на магістральному газопроводі розрізняють головні й проміжні компресорні станції. Головні компресорні станції (ГКС) встановлюють у початковому пункті газопроводу, розташованому в районі газового промислу або на деякій відстані від нього, де

здійснюється підготовка газу до транспортування та компримування його до розрахунокового тиску. Проміжні компресорні станції (ПКС) розташовують по трасі газопроводу на відстані 100 – 200 км. Відстань між станціями визначається розрахунком. Принципові технологічні схеми головних і проміжних компресорних станцій в основному однакові, крім установок з підготовки газу до транспортування на велику відстань. На головних компресорних станціях ця підготовка здійснюється повністю, тобто проводиться пиловловлювання, зневоднення, очищення від сірки, механічних домішок і рідких частинок; на проміжних компресорних станціях підготовка газу до транспортування обмежується очищенням від механічних домішок, конденсату і води.

Як основні газоперекачувальні агрегати залежно від умов експлуатації застосовують: поршневі газомотокомпресори і відцентрові нагнітачі з газотурбінним або електричним приводами.

Поршневі газокомпресори, що об'єднують в одному агрегаті силову частину і компресор, мають високу надійність, проте в зв'язку з відносно невеликою потужністю (до 3700 кВт) їх застосовують в основному на газопроводах з невеликою пропускною здатністю.

Газоперекачувальні агрегати з відцентровим нагнітачем і газотурбінним приводом є високопродуктивними агрегатами. Тому їх застосовують головним чином на потужних газопроводах. Газотурбінні агрегати, крім великої потужності, мають й інші переваги порівняно з поршневими газомотокомпресорами: вони менше витрачають масла і можуть працювати без потужних установок водяного охолодження, пов'язаного зі спорудженням громіздких градирень, очисних споруд та ін.). Крім того, вони мають меншу вібрацію порівняно з газопоршневими агрегатами, а також здатні підвищувати потужність при низьких температурах повітря і більш зручні для дистанційного керування. Однак ККД цих агрегатів нижче ніж газопоршневих. Газотурбінні агрегати виготовляють потужністю 4000 – 25 000 кВт.

Газоперекачувальні агрегати з відцентровим нагнітачем і електроприводом мають більш низьку вартість, дуже компактні, вимагають меншої площі забудови, більш пристосовані для автоматичного управління і менш небезпечні в пожежному відношенні. До недоліків цих агрегатів можна віднести недостатню пристосованість до коливань навантаження нагнітача і, крім того, вони не мають властивість газових турбін підвищувати потужність зі

зниженням температури зовнішнього повітря. Ступінь стиснення у цих агрегатів знаходиться в межах 1,2 – 1,3, а ККД – 0,21 – 0,28.

При виборі типу газоперекачувальних агрегатів враховуються їх техніко-економічні показники залежно від типу нагнітача і характеристики приводу, а також допоміжного обладнання, що встановлюється на компресорних станціях. Велике значення при виборі приводу мають експлуатаційні витрати. Причому постійні витрати для електроприводних агрегатів завжди нижчі й складають 50 – 55 % від витрат для газотурбінного приводу, однак вартість споживаної енергії завжди перевищує номінальну вартість природного газу – палива газової турбіни. Проте слід врахувати, що в деяких випадках, наприклад при невеликих відстанях між компресорними станціями і джерелом електроенергії (приблизно 30 – 50 км), економічніше застосовувати електроприводи.

За типом компресорів компресорні станції на магістральних газопроводах підрозділяються на газомоторні, газотурбінні та електроприводні, а за числом ступенів стиснення – на одно- і багатоступінчасті. Технологічні схеми станцій залежать від типу газоперекачувальних агрегатів, якості газу, що зумовлюють схему підготовки газу, та інших факторів, однак загальними для них є принцип побудови станційних трубопровідних комунікацій компримування, установок з обробки газу, призначених для очищення газу від пилу, крапельної вологи, сірководню і масла, для осушення газу, охолодження й одоризації, а також допоміжних систем, що забезпечують роботу компресорних станцій, включаючи системи охолодження, змащення, живлення паливом, пуску, регулювання, контролю роботи агрегатів і дистанційного керування.

На рис. 10.3 наведена технологічна схема головної компресорної станції, обладнаної газомоторними компресорами одноступеневого стиснення.

Схемою передбачаються такі основні операції: газ, що надходить на станцію по газопроводу 1, проходить пиловловлювачі 2 (обладнані свічками 3) і в очищеному вигляді по трубопроводах 4 надходить в колектор 5, з якого йде на сіркоочистки 6 (якщо вміст сірки в газі більше 2 г на $м^3$) і далі у всмоктуючий колектор 7.

При відсутності сірки газ з колектора 5 через відкриту засувку 8, минаючи сіркоочисники 6, потрапляє у всмоктувальний колектор, з якого по трубопроводах 9 йде у всмоктувальні колектори 10 компресорів 11. Стиснутий газ по трубопроводах 12 направляється в

нагнітальний колектор 13, з якого при необхідності надходить у зрошувальні холодильники 14 або, минаючи їх, в установку 15 для осушення.

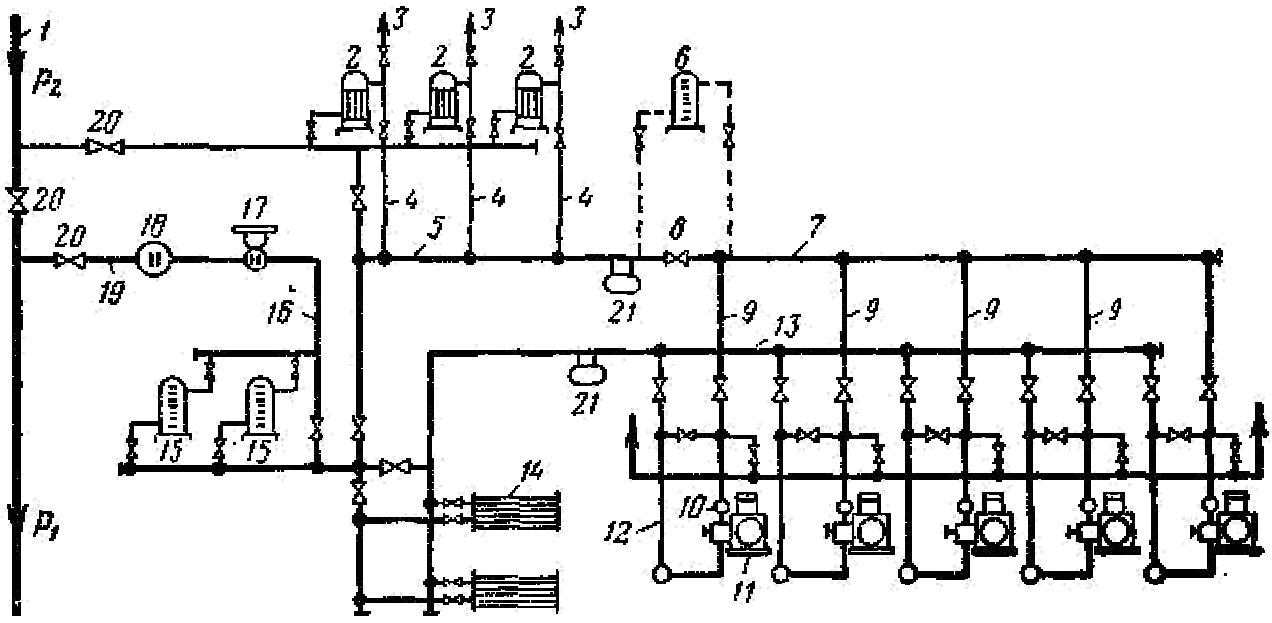


Рис. 10.3. Технологічна схема компресорної станції з поршневими газомоторними компресорами

Сухий газ по трубопроводу 16 потрапляє в установку 17 для одоризації, потім в замірну ділянку 18 і далі по трубопроводу 19 через відкриту засувку 20 – у магістральний газопровід. Встановлені на всмоктуючому і нагнітальному колекторах маслоуловлювачі 21 затримують частину масла, що виноситься газом з пиловловлювачів і компресорних машин. При необхідності частина газу надходить на редукційну установку, де тиск газу знижується до величини, що дозволяє використовувати його на власні потреби – з подачею в основні та допоміжні газомоторні двигуни, у котельну і на побутові потреби.

Особливість схем одноступеневих компресорних станцій полягає в тому, що всі компресори підключені до всмоктуючих і нагнітальних колекторів паралельно, завдяки чому кожен з них може бути резервним. При багатоступеневій схемі у резерв доводиться виводити групу компресорів.

На рис. 10.4 наведена схема компресорної станції з відцентровими нагнітачами, що працює за принципом двоступеневого стиснення газу.

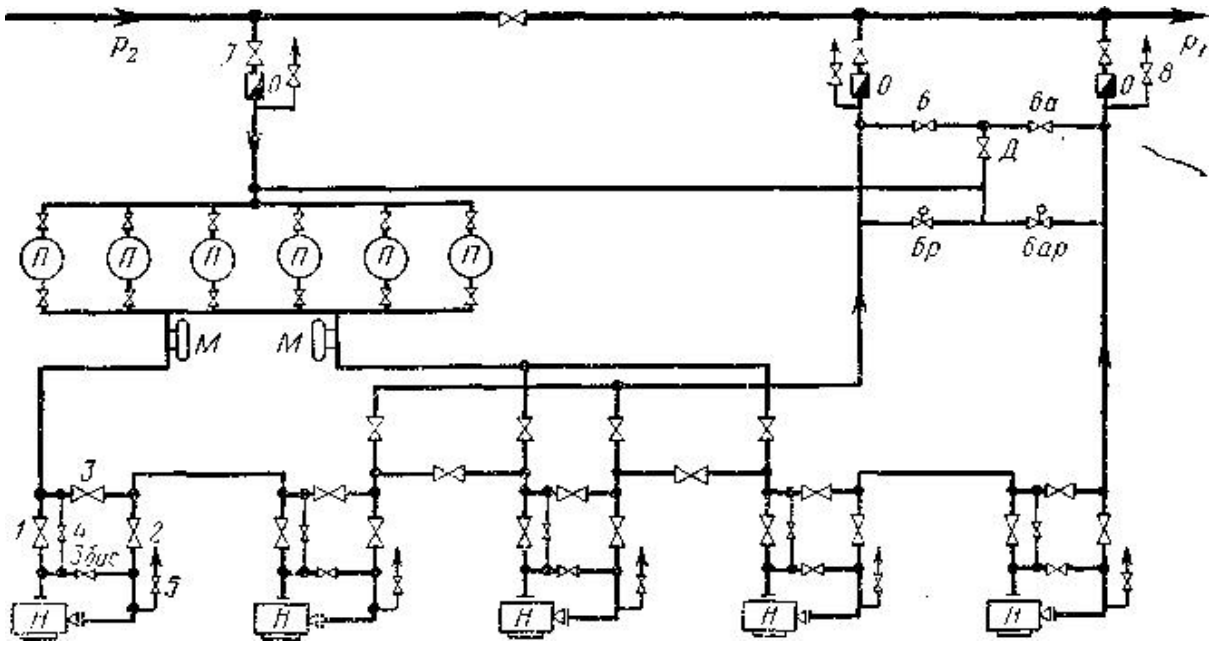


Рис. 10.4. Технологічна схема компресорної станції з двоступеневим стисненням газу відцентровими нагнітачами: 1 і 2 – крани викмнення нагнітача; 3 – перепускний кран; 3біс – перепускний крав малого контуру; 4 і 5 – крани заповнення і продувки; 6 і 6а – крани ручного та автоматичного керування; 6р і 6ар – крани дистанційного керування; 7 – кран вимкнення шлейфів; 8 – продувний кран; Д – дросельний кран; Н – турбонагнітач; П – пиловловлювач; М – маслоуловлювач; О – зворотний клапан

Газ з магістрального газопроводу через кран 7 надходить у вертикальні масляні пиловловлювачі П, проходить маслоуловлювач М і після стиснення в нагнітачах через зворотні клапани і крани 8 надходить до магістрального газопроводу. Крани 1 і 2 призначені для відключення нагнітача від системи трубопроводів, кран 3 – для перепуску газу повз непрацюючий нагнітач, крани 3 біс – для перепуску газу з виходу на вхід нагнітача при його запуску і зупинці, кран 4 – для заповнення малого контуру нагнітача і кран 5 – для продувки контуру, тобто витіснення повітря в атмосферу при пуску агрегату з метою запобігання утворенню в ньому вибухонебезпечної суміші, а також для стравлювання газу з малого контуру (обв'язки) під час зупинки агрегату. Для регулювання роботи компресорної станції між приймальним і нагнітальним шлейфами є перемичка з кранами ручного та автоматичного (дистанційного) керування 6, 6а, 6р і 6ар і дросельний кран Д для створення опору, необхідного при регулюванні роботи машин.

До числа допоміжного обладнання компресорних станцій належать пристрої, установки та апаратура систем охолодження, змащення і живлення паливом, ресивери або газозбірники, гасильники пульсації, повітряні баки, захисна та запірна арматура. Як холодильники для охолодження газу між ступенями і після стиснення застосовують теплообмінники різної конструкції. Найбільш поширені секційні дворядні холодильники, що охолоджують газ водою. Працюють вони за принципом протитечії, тобто з пропуском газу назустріч потоку води.

Компонування компресорних цехів здійснюється залежно від типу газоперекачувальних агрегатів і принципової схеми самої будівлі. Газові турбіни і нагнітачі, як правило, розміщують в окремих залах, які розділені непроникною стіною з міркувань пожежної безпеки, оскільки таке приміщення для нагнітачів вважається вибухонебезпечним. Компресори з відцентровими нагнітачами і приводом від вибухобезпечних електродвигунів установлюють в одному залі.

Усі допоміжні служби в сучасних компресорних цехах (механічна майстерня для ремонтних робіт, майстерня КВП і автоматики, щитова і трансформаторна, операційна, адміністративні й побутові приміщення) розміщують в одному блоці. На майданчику компресорної станції споруджують ряд котельних об'єктів; пункт редукування газу для власних потреб станції, водяну насосну станцію, градирню, склад масел, ремонтний пункт, адміністративно-господарські будівлі, до складу яких входить контора, пожежне депо, гараж, вузол зв'язку. Розміщення компресорного цеху і всіх допоміжних об'єктів на території станції, а також їх внутрішнє планування здійснюється відповідно до діючих норм проектування.

10.4. Підготовка газу до подальшого транспортування

Природний газ, що видобувається з родовищ, зазвичай містить різні механічні тверді й рідкі домішки в вигляді піску, пилу, води, масла, конденсату, зварювального грату, окалини, сірчистих сполук та ін. Основне джерело забруднення газу — привибійна зона свердловини, яка поступово руйнується і забруднює газ пухкими піщаними відкладами. Велика кількість механічних домішок потрапляє в газопровід у процесі будівництва у вигляді грата (в результаті зварювання) і будівельного сміття, які при переміщенні по

трубопроводу стираються у дрібнодисперсний пил. Потрапляють у газопровід разом з газом і кристали солі пластової води, які, взаємодіючи з металом труби, утворюють оксиди заліза, що доповнюються відшаруваннями окалини нових труб. Частинки масла систематично потрапляють у газопровід із системи змащення компресорів. Тверді домішки, що знаходяться в газі, потрапляючи в поршневі компресори, прискорюють знос поршневих кілець, клапанів і циліндрів, а у відцентрових нагнітачах – знос робочих коліс і самого корпусу нагнітача. Крім того, вони руйнують арматуру, встановлену на трубопроводах та звужують перетин газопроводу. Рідкі домішки – частинки води і конденсату, накопичуючись у понижених місцях газопроводу, також звужують його перетин і сприяють утворенню гідратів і гідравлічних пробок. Все це може призвести до значного зниження пропускної здатності газопроводу в результаті збільшення коефіцієнта гідравлічного опору і втрат тиску газу. У практиці проектування при розрахунку пропускної здатності газопроводу вводять коефіцієнт гідравлічної ефективності *E*, що враховує стан газопроводу, який впливає на гідравлічний опір (ступінь шорсткості, тобто відхилення абсолютної шорсткості від розрахункової, засміченість і підвищені місцеві опори). Задають значення коефіцієнта гідравлічної ефективності, воно дорівнює 0,95 при наявності на газопроводі пристрою для періодичного очищення внутрішньої порожнини трубопроводу, а при відсутності зазначених пристроїв буде дорівнювати 0,92. Коефіцієнт гідравлічної ефективності в процесі експлуатації визначається для кожної ділянки між КС не рідше одного разу на рік. За величиною *E* судять про забрудненість лінійної частини газопроводу. При перевищенні зазначених значень *E* необхідно проводити очищення порожнини газопроводу. Скупчення води і конденсату видаляють продуванням. Якщо не отримують очікуваний ефект, то по газопроводу пропускають очисні поршні.

Способи очищення й осушення газу. Розрізняють очищення від твердої суспензії та очищення від сірководню та вуглекислоти.

Очищення газу від твердих суспензій перед подачею його в газопровід має дуже важливе значення, оскільки від якості очищення залежить надійність роботи всієї газопровідної системи й устаткування споживачів. Тверді суспензії (частинки пилу) розрізняються за розміром: великі – 100 – 500 мкм, дрібні – 10 – 100 мкм, тонкі – 0,1 – 10 мкм і дуже тонкі – менше 0,1 мкм. Вміст

(концентрація) твердої суспензії в газових потоках (запиленість) коливається від 3 до 20 г на 1000 $м^3$ газу і залежить від діаметра газопроводу, складу газу, терміну служби газопроводу та інших чинників.

Необхідність очищення газу від сірководню і вуглекислоти обумовлена санітарно-гігієнічними нормами до горючих газів, вимогами протикорозійного захисту труб, обладнання і приладів, технологією переробки природних газів.

Осушення газу від крапельної рідини здійснюється для запобігання її скупченню та утворенню кристалогідратів і льодових пробок у трубопроводі. Вибір способу очищення й осушення газу залежить від техніко-економічних факторів, а також від місцевих умов і вимог до ступеня осушування газу. Для одночасного очищення й осушення газу застосовують комбіновані установки.

Очищення газу від механічних домішок (пилу) здійснюється в апаратах, що розрізняються за принципом дії на апарати сухого і мокрого відділення пилу. До апаратів сухого відділення пилу належать гравітаційні сепаратори, різні фільтри і циклонні пиловловлювачі, принцип дії яких заснований на відділенні пилу, головним чином, за рахунок сил тяжіння твердих домішок та інерції. Гравітаційні сепаратори являють собою найпростіше пилеуловлювальне обладнання, у якому суспензія газу осідає під дією сил тяжіння домішок і в результаті зниження швидкості протікання газу у відстійних камерах. У циклонних сепараторах суспензія осідає під дією відцентрових сил. Ці апарати вловлюють частинки діаметром більше 40 мкм.

До апаратів мокрого відділення пилу належать головним чином масляні пиловловлювачі. Принцип дії цих апаратів заснований на змочуванні суспензії газу промивальною рідиною, яка відводиться з газового потоку, виводиться з апарату для регенерації або відстоювання і потім повертається в апарат.

Пиловловлювачі випускаються різних типорозмірів діаметром 500 – 2400 мм і тиском 0,6 – 6,4 МПа. За формою вони бувають вертикальними, горизонтальними і кульовими. Газ, який підлягає очищенню, проходить через патрубок введення газу в газопромивальну секцію і направляється в контактні газопромивальні трубки, у яких він очищається від твердої суспензії. Очищений від пилу газ із краплями промивальної рідини, що містить тверду суспензію, викидається в секцію, де під дією гравітаційних сил

осідають відносно великі краплі промивальної рідини, яка по трубках повертається в нижню частину апарата. Газ, пройшовши секцію, де відбувається остаточне відділення газу від крапель промивальної рідини, через вивідний патрубок відводиться в газопровід, а відсепарована рідина направляється в нижню частину аппарата для відстою.

Горизонтальні пиловловлювачі (з барботажною промивною і жалюзійною секціями) і кульові пиловловлювачі є більш сучасними конструкціями, проте за принципом дії пристрою вони мають ті ж секції, що і у вертикальних пилоуловлювачів, тобто газопромивальну, осадочну і скруберну. Практика експлуатації «мокрих» пиловловлювачів показує, що ступінь очищення газу від твердої суспензії досягає майже 100 %. У масляних пилоуловлювачах як змочуючу рідину використовують соляровое масло марки Л, витрата якого складає близько 25 г на 1000 $м^3$ газу. Маслоуловлювачі зазвичай встановлюють групами в комплекті з відстійниками масла. На рис. 10.5 дана принципова схема установки для очищення газу за допомогою масляних пиловловлювачів. Масло, пройшовши групу пиловловлювачів 1, поступає у відстійники 2, призначені для відпрацьованого масла, з метою повторного використання. Відстій з них зливається в пересувні місткості 4. Подача чистого масла з місткостей 5 і 6 здійснюється насосом 7 в акумулятор 3, з якого масло самопливом надходить у пиловловлювачі.

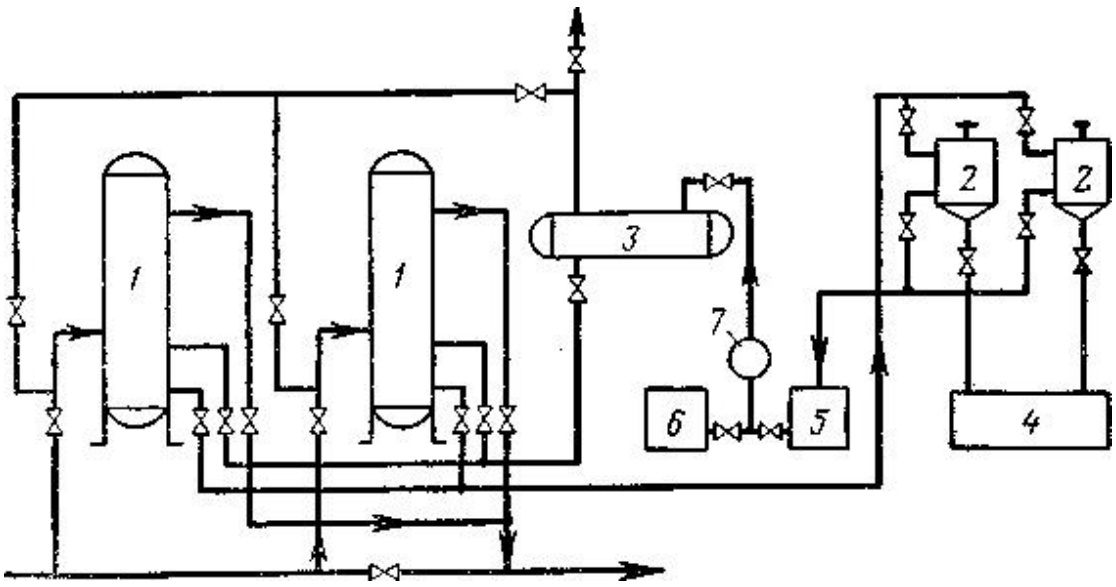


Рис. 10.5. Схема очищення газу масляними пиловловлювачами

При невеликій пропускній здатності застосовують вісцинові фільтри, які (рис. 10.6) складаються з корпусу і фільтруючих секцій з шаром насадок товщиною 70 – 250 мм з кілець Рашига розміром 15х15х0,2 або 25х25х0,5 мм. Фільтри періодично змочують вісциновим маслом. Газ, проходячи по вигинах кілець, змінює свій напрямок, і порошинки прилипають до змоченої вісциновим маслом поверхні. Очищають фільтри, промиваючи кільця гарячим содовим розчином. Вісцинові фільтри виготовляють діаметром 500, 600 і 1000 мм. Розрахунок пропускної здатності ведуть відповідно до величини швидкості газу, яку задають 1 м/с на повний переріз фільтра.

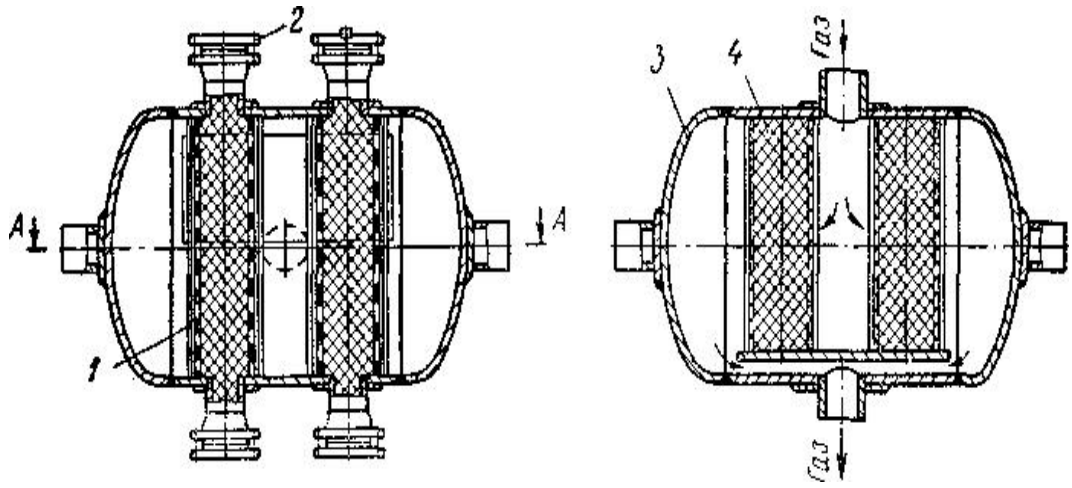


Рис. 10.6. Вісциновий фільтр:
1 – сітка; 2 – заглушка; 3 – корпус; 4 – кільця Рашига

Очищення газу від сірководню та вуглекислоти здійснюється на спеціальних установках – сіркоочистках, заснованих на використанні різних способів очищення. Найбільш ефективним способом є так званий етаноламіновий, що заснований на використанні моноетаноламіна, діетаноламіна і ТЕА, що дозволяють одночасно отримувати від газу сірководень і вуглекислоту. На рис. 10.7 подана принципова схема моноетаноламінового (МЕА) методу очищення газу.

Газ, що підлягає очищенню, надходить в абсорбер 2, де в протитечії контактує з регенерованим розчином моноетаноламіна (МЕА). Очищений газ йде з абсорбера, а розчин, насичений сірководнем і вуглекислотою, направляється для підігріву в теплообмінник 4, а потім на регенерацію у відгінну колону 5.

Регенерація здійснюється шляхом подачі пари в кип'ятильник 6. Відокремлені при регенерації з розчину сірководень, вуглекислота і водяні пари надходять в конденсатор 7, де водяні пари конденсуються і повертаються у відгінну колону, а кислі гази направляються на переробку. Гарячий регенерований розчин охолоджується в теплообміннику та холодильнику і насосом подається знову на зрошення абсорбера. Для забезпечення механічної та хімічної чистоти поглинаючого розчину передбачається його фільтрація і перегонка в фільтрі 3, сепараторі 8, холодильнику 2 і перегінному кубі 9. Вміст сірководню в очищеному газі не повинен перевищувати 2 г на 1000 $м^3$ газу.

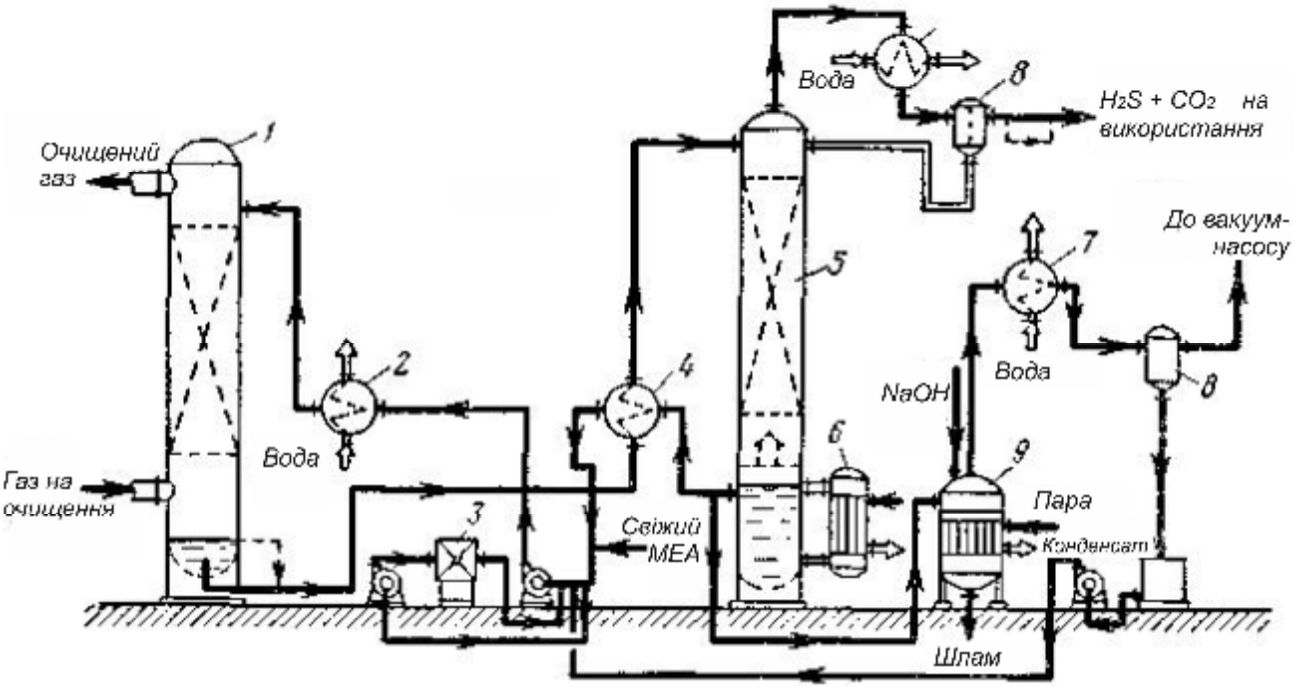


Рис. 10.7. Схема очищення газу від сірководню і вуглекислоти розчином моноетаноламіна

О*сушення газу*, тобто відділення від газу крапельної рідини, на магістральних газопроводах здійснюється на спеціальних установках, що працюють за принципом абсорбції і адсорбції. Абсорбцією називається процес поглинання газу або пари рідкими поглиначами (абсорбентами), а адсорбцією – процес поглинання газу або пари твердими поглиначами (адсорбентами). Найбільшого поширення в газовій промисловості має абсорбція як для осушення газу від водяної пари, так і для вилучення важких вуглеводнів з природного газу. У першому випадку як абсорбент використовуються гліколі, у другому випадку – масла.

Як гліколь в основному застосовується діетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ), що мають високу гігроскопічність, стійкість до нагрівання і хімічного розкладання і відносно невисоку вартість.

Осушення газу рідкими поглиначами (гліколями) зображена на принциповій технологічній схемі установки (рис. 10.8).

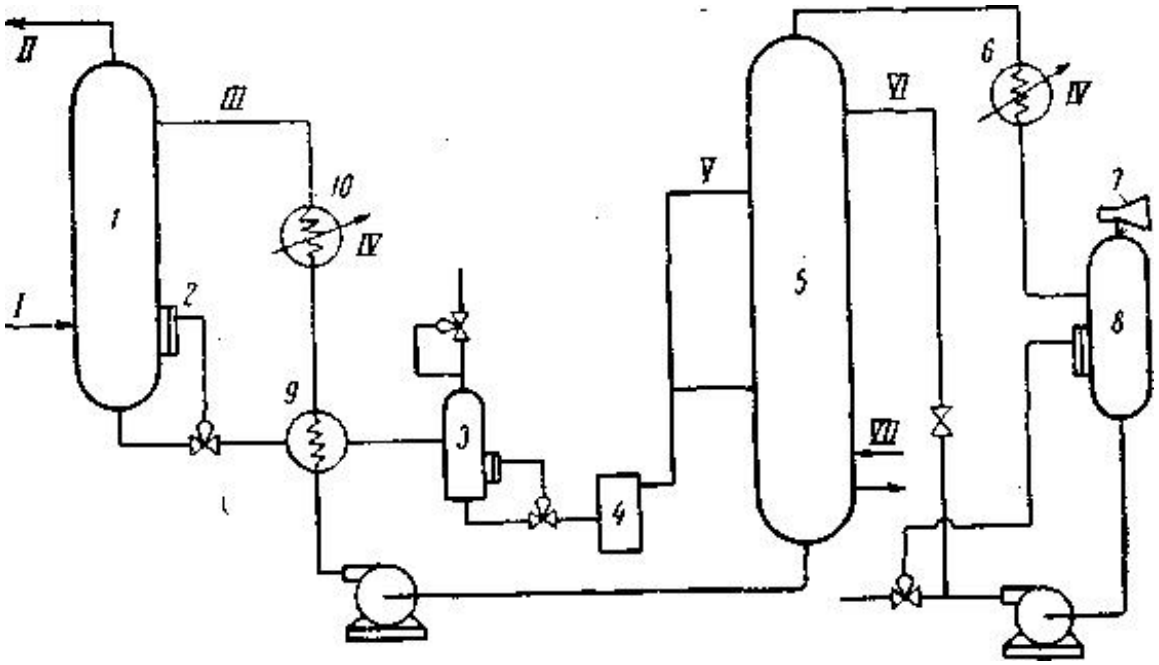


Рис. 10.8. Технологічна схема установки осушення газу гліколями:
1 – абсорбер; 2 – регулятор рівня; 3 – вивітрювач; 4 – фільтр;
5 – десорбер; 6 – конденсатор; 7 – повітряний фільтр; 8 – збірник конденсату; 9 – теплообмінник; 10 – водяний теплообмінник

Вологий газ надходить у нижню скруберну секцію абсорбера 1 по магістралі I, де відділяється від крапельної рідини і далі надходить у контактор. У контакторі, рухаючись знизу вгору назустріч абсорбенту, осушується, а потім проходить верхню скруберну секцію, у якій відділяється від крапель абсорбенту високої концентрації, що утворюються на верхній тарілці контактора. Осушений газ з абсорбера надходить у магістральний газопровід II за призначенням. Назустріч потоку газу зверху контактора подається свіжий розчин гліколю, який, збираючись у нижній глухій тарілці, виходить з неї насиченим водою. Вихід насиченого розчину з контактора регулюється регулятором рівня 2, так що в контакторі весь час підтримується постійний рівень розчину. Насичений водою розчин абсорбенту з контактора проходить спочатку теплообмінник 9, вивітрювач 3, фільтр 4, потім паровий підігрівач (ребойлер),

встановлений у нижній частині десорбера 5. Водяна пара, що виділяється з розчину, попадає в конденсатор 6, де основна частина її конденсується і надходить у збірник конденсату 8. Частина води при цьому направляється назад у верхню частину колони для зниження температури піднятих парів абсорбенту, які, конденсуючись, зливаються вниз, що скорочує втрату абсорбенту. Відновлений розчин абсорбенту з високою температурою і регенерований до заданої концентрації проходить спочатку через теплообмінник 9, де охолоджується насиченим розчином, потім – через теплообмінник 10, де охолоджується водою, та знову потрапляє в контактор для повторного зрошення.

У сучасних установках осушення газу рідкими поглиначами абсорбером (контактором) і десорбером (випарною колоною) здійснюється колоною тарілчастого типу. Абсорбери і десорбери підбирають на підставі технологічних розрахунків, що включають визначення діаметра і числа тарілок. Підбір теплообмінників, що складаються з кожухотрубних секцій з різною кількістю трубок, виконують залежно від необхідної поверхні нагрівання.

До сновних технологічних показників установок для осушення газу діетиленгліколем (ДЕГ) належать: абсолютний тиск газу – 5,5 МПа; температура газу в абсорбері + 42°С; точка роси осушеного газу -7°С; температура ДЕГ на вході в десорбер + 126°С і на вході у випарник + 154°С; втрати ДЕГ складають 30 – 25 г на 1000 $м^3$ газу. Кількість циркулюючого діетиленгліколю задають не менше 25 л на 1 кг абсорбованої води.

Для *осушення газу твердими поглиначами* застосовують різні адсорбенти, що мають здатність оборотно адсорбувати вологу і вуглеводні з газу.

Як адсорбенти найбільш широко використовуються тверді осушувачі: силікагель, алюмогель, боксит і синтетичні цеоліти. Ці адсорбенти виготовляють у вигляді гранул і кульок для зменшення гідравлічного опору в шарі, через який пропускається газ. Для звільнення газу від бензину застосовують також активоване вугілля.

Адсорбційні установки відрізняються підвищеною вартістю і з цієї причини застосовуються на головних спорудах магістральних газопроводів лише в тих випадках, коли потрібне більш глибоке осушення газу, наприклад в умовах Півночі.

На рис. 10.9 подана технологічна схема адсорбційної установки для осушення і відбензинування вуглеводневих газів.

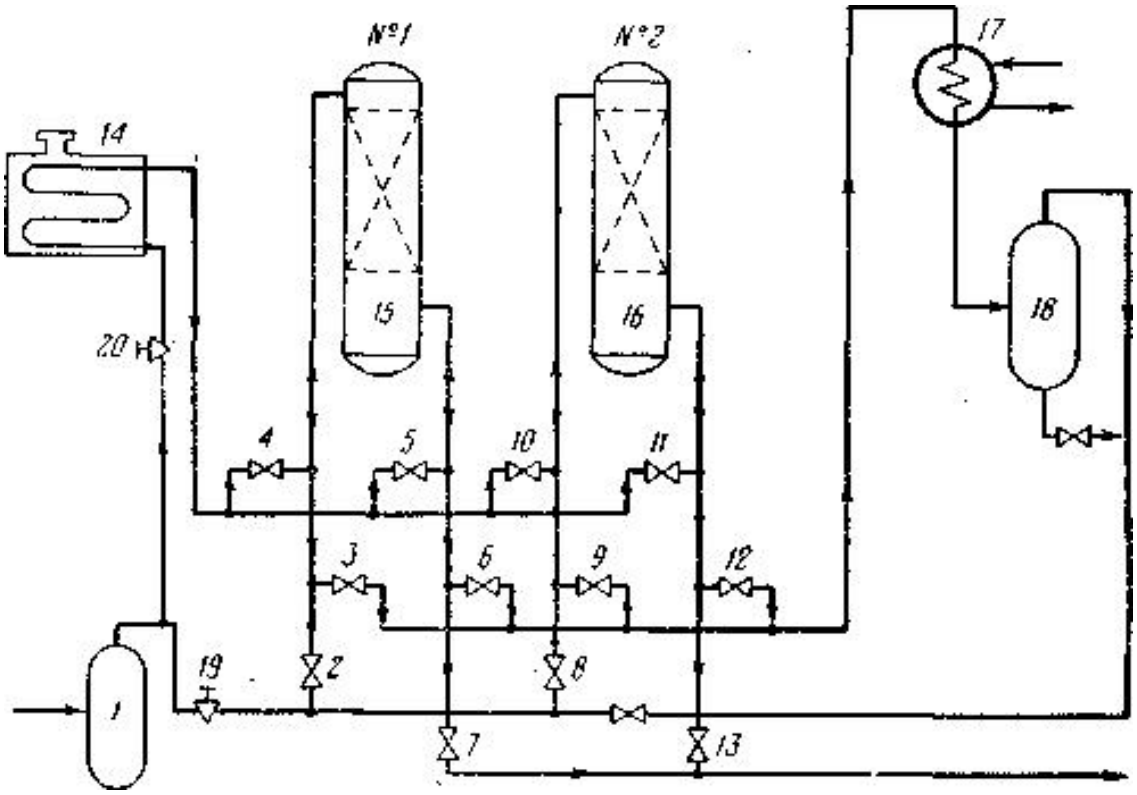


Рис. 10.9. Технологічна схема адсорбційної установки для осушення газу твердими поглиначами: 1 – сепаратор (пиловловлювач); 2 – 13 – клапани; 14 – нагрівальна піч; 15 і 16 – адсорбер; 17– холодильник; 18 – сепаратор; 19 і 20 – штуцери

Осушений вологий газ проходить через сепаратор (пиловловлювач) 1, де очищається від крапельної рідини і механічних домішок і спрямовується в адсорбер 15 для осушення і відбензинування. Осушений відбензинений газ з адсорбера надходить до магістрального газопроводу. В цей час адсорбер 16 знаходиться в циклі регенерації та охолодження. Газ для регенерації адсорбенту відбирається після сепаратора 1 до регульованого штуцера 19 і направляється в піч 14. Потім газ, підігрітий до 180 – 200 °С, надходить в адсорбер 16, у якому відбувається регенерація адсорбенту, і далі в насиченому (водяними парами) вигляді надходить у холодильник 17. Конденсат, що виділився у ньому за рахунок охолодження регенераційного газу поступає в сепаратор 18, з якого газ повертається в загальний потік через штуцер 19. Тривалість циклу з урахуванням повного вилучення вологи з адсорбенту зазвичай становить 8 год, а в деяких установках – 16 і 24. Після закінчення циклу один адсорбер вступає у роботу, а другий – стає на

регенерацію. Залежно від якості адсорбера тривалість його служби становить 3 – 6 років.

Визначення місць скупчення рідини в газопроводах. Підготовка газу до подальшого транспортування повинна забезпечувати можливість однофазного транспортування газу по магістральних газопроводах. Однак у практиці експлуатації спостерігаються випадки конденсації рідини, що розчинена в газі, по шляху руху його у магістральному газопроводі. Наявність конденсату значно ускладнює експлуатацію газопроводів, особливо в зимовий період. Тому для уловлювання конденсату на газопроводах установлюють конденсатозбірники, при цьому їх розміщують переважно в понижених місцях траси і в головній частині газопроводу, де відбувається виділення основної частини конденсату.

Для визначення місць скупчення рідини (конденсату) в газопроводі користуються методом, основаним на побудові графіка падіння тиску (рис. 10.10). Встановлено, що на ділянці газопроводу довжиною l значення квадратів величин тисків, заміряних в один і той же час, утворюють пряму лінію на графіку, побудованому в координатах квадрата тиску – довжина газопроводу, тобто P^2 і l (за так званим законом прямої). Ламана лінія на графіку означає, що на ділянці є звуження перетину через скупчення води і конденсату (або кристалогідрату).

На рис. 10.10 наведено графік квадратів тисків при частковій закупорці газопроводу конденсатною (гідратною) пробкою. У місці розташування пробки малої протяжності тиск різко падає, на наступній ділянці лінія квадратів тиску йде паралельно відрізку до пробки (крива 1). При більш значній довжині пробки тиск падає менш різко (крива 2). Зіставляючи на графіку різниці тисків до і після закупорки газопроводу, кількістно оцінюють величину пробки (часткову або повну). В процесі експлуатації газопроводу систематично спостерігають за показаннями манометрів по трасі газопроводу для виявлення ділянок з підвищеними перепадами тиску.

Характерним показником навіть невеликого скупчення рідини в газопроводі є підвищення тиску на компресорній станції при одночасному зниженні тиску в газопроводі після конденсатної пробки.

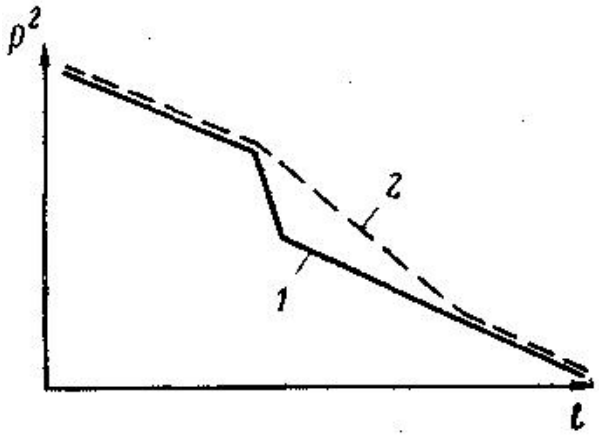


Рис. 10.10. Графік розподілу квадратів тисків при закупорці газопроводу гідратною пробкою: 1 – при гідратній пробці малої протяжності; 2 – при гідратній пробці великої протяжності

Боротьба з гідратоутворенням в газопроводах. У процесі експлуатації магістрального газопроводу при недостатньо ефективному осушенні газу може статися повна або часткова його закупорка через відклади кристалогідратів, що утворюються при наявності вологи в газі та при певних значеннях тиску і температури. Гідрати вуглеводневих газів являють собою білі кристали, схожі на сніг, а при ущільненні вони нагадують лід. За своєю структурою кристалогідрати – поєднання подекількох молекул газу і води. Однак таке з'єднання не є стабільним і при певних умовах, наприклад, при зниженні тиску або підвищенні температури, легко розкладається на газ і воду. Даній температурі газу відповідає певний тиск, при якому починають утворюватися кристалогідрати.

На рис. 10.11 наведені криві залежності утворення гідратів залежно від температури і тиску. Лівіше лінії знаходиться зона існування гідратів, правіше – зона відсутності гідратів.

З графіка видно, що чим важче газ, тим потрібен менший тиск для утворення гідратів (температура одна і та сама). Крім температури і тиску, впливає також склад газу і його насиченість парами води. Тому на роботі газопроводу негативно позначається недостатнє осушення газу і недостатнє продування газопроводу перед здачею його в експлуатацію, а також відсутність у понижених місцях дренажних пристроїв (конденсатозбірників і продувних патрубків) або нерегулярне видалення з них скупченої рідини.

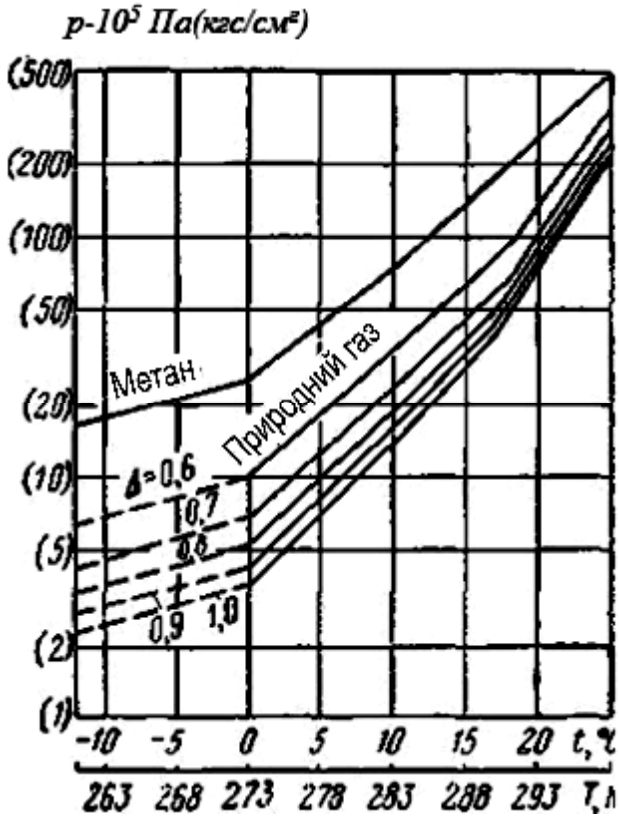


Рис. 10.11. Умови утворення гідратів метану та природного газу різної щільності

Засмічення газопроводів сторонніми предметами, вологою і пилом, які зменшують площу перетину газопроводу в понижених місцях (де вони скупчуються), також призводить до утворення гідратів через перепад тиску і зниження температури газу. Місця можливого гідратоутворення в газопроводі визначають шляхом зіставлення графіка падіння тиску і зниження температури даного газопроводу з графіком температури утворення гідратів. Падіння температури призводить до зменшення пружності водяних парів і вологоємності газу, що, у свою чергу, пов'язане з випаданням крапельної рідини (води разом з газовим конденсатом), що спричиняє утворення гідратів. Оскільки під час руху газу по газопроводу температура його падає швидше, ніж тиск, більш імовірне утворення гідратів на початкових, головних ділянках газопроводу на відстані 10 – 60 км. На ділянках, де внаслідок падіння тиску газ стає ненасиченим (тобто парсоціальний тиск пари в газовій суміші менше пружності парів гідрату), гідрати не утворюються, хоча температура їх утворення може бути і вище температури газопроводу. Практично при зниженні точки роси газу на 5 – 7°С нижче температури в

газопроводі утворення кристалогідратів припиняється, що відповідає приблизно 60 – 70 % відносної вологості газу.

На рис. 10.12 наведено графік впливу тиску і температури газу в газопроводі на гідратоутворення. Нанесені на цей графік дані щодо температури газу, падіння тиску і температури гідратоутворення позначають ділянку гідратоутворення.

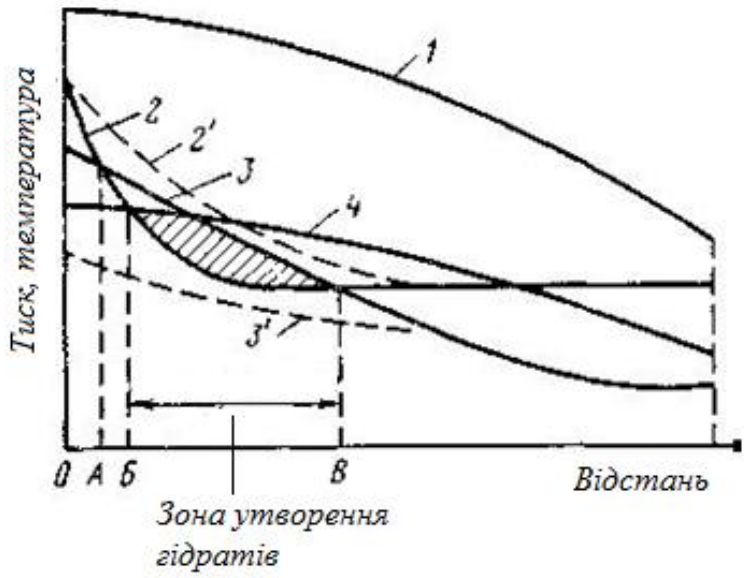


Рис. 10.12. Графік впливу тиску і температури у трубопроводі на гідратоутворення: 1 – зміна тиску по довжині газопроводу; 2, 3, 4 – відповідно зміна температури газу, точок роси і температури початку утворення гідратів; 2' – крива перевищення температури газу над точкою роси; 3' – крива точок роси, розташованих нижче температури газу

На графіку показана ділянка, на якій температура газу нижче кривої гідратоутворення, тобто являє собою зону (на графіку вона заштрихована), у якій не виключена вірогідність гідратоутворення. На ділянці ОА немає вологи у вигляді крапель у газопроводі, оскільки точка роси газу нижче його температури. На ділянці АБ є вільна вода, але температура газу вища за температуру початку гідратоутворення. Отже, на ділянці АБ гідрати не утворюються. На ділянці БВ є вода в рідкій фазі, а температура газу нижче температури початку утворення гідратів, тому дана ділянка є зоною можливого утворення гідратів. Від точки В до кінця газопроводу точка роси газу нижче його фактичної температури, тому тут вода з рідкої фази знову переходить у пар і умови для утворення гідратів відсутні. На графіку крива 2'

характеризує підігрів газу, коли на всьому протязі газопроводу температура газу буде вища точок роси і, отже, вільні краплі води випадати не будуть, тобто не буде умов для утворення гідратів. Крива 3' характеризує те положення кривої 3 (точок роси), коли на всьому протязі газопроводу точки роси газу будуть нижчими за його температуру, і, отже, краплі води виділятися не будуть, тобто не зможуть утворитися гідрати.

Для попередження утворення гідратів застосовують різні способи, засновані головним чином на зниженні тиску в газопроводі та на застосуванні хімічних реагентів.

Зниження тиску приводить до порівняно швидкого розкладання гідрату, а також сприяє ліквідації гідратної пробки, що утворилася при високих температурах. Зниження тиску на ділянці трубопроводу, у якому утворилася гідратна пробка, здійснюють перекриттям найближчих лінійних кранів і випуском назовні газу (стравлювання газу через «свічки»). Однак цей метод можна застосовувати в основному для газопроводів, що допускають перерви в постачанні споживачів.

Хімічні реагенти у вигляді різних інгібіторів вводять у потік газу, при цьому пари інгібіторів, взаємодіючи з парами води, переводять їх у розчин, що не утворює гідратів, або ж у розчин, який утворює гідрати при більш низьких температурах. Поглинання з газу води значно знижує точку роси, що перешкоджає утворенню гідратів. Як інгібітори застосовують метанол, розчин діетиленгліколю (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ) і розчин хлористого кальцію. Найбільше застосування має метанол як для ліквідації вже існуючих гідратних пробок, так і для попередження їх утворення. У газопровід метанол заливають за допомогою метанольних установок (метанольниць), тобто посудин високого тиску об'ємом 250 – 2000 л. Кількість необхідного реагенту для газопроводу визначають з урахуванням умов його роботи; у середньому воно коливається в межах 0,1 – 0,25 кг (метанола) на 1000 $м^3$ газу, що транспортується. На магістральних газопроводах застосовують як стаціонарні, так і пересувні метанольниці (установлені на машинах або візках), з яких метанол подається в газопровід під тиском. При стаціонарних метанольних установках споруджують підземне сховище метанолу обсягом 2 – 4 $м^3$. Пересувні установки використовують переважно при ліквідації гідратних пробок по лінії газопроводу. В цьому випадку метанольницю, заповнену метанолом, підвозять до найближчого

лінійного крану і під'єднують до манометричних вентилів за допомогою гумових шлангів. Разова заливка метанолу забезпечується за рахунок перепаду тиску на крані (3,5 МПа), що створюється частковим його перекриттям. Нижній зливний кран під'єднують до манометричного штуцера після крана, а зверху через шланг високого тиску подається газ під тиском. Таким чином, між манометричним штуцером та краном створюється тиск газу, що забезпечує переливання метанолу з місткості в трубу.

В окремих випадках, наприклад на ГРС невеликої продуктивності, для попередження утворення гідратних пробок газ попередньо підігрівають з метою підтримки температури газу вище температури, при якій утворюються гідрати.

При використанні будь-яких способів попередження утворення кристалогідратів і крижаних заторів у газопроводі важливе значення має ступінь осушення газу, при якому кількість вологи в газі знижують до такої величини, коли кристалогідрати в нормальних умовах утворитися не можуть.

Одоризація газу. Для виявлення витоків газу застосовують попередню одоризацію його, тобто газ набуває запаху за допомогою спеціальних домішок – одорантів, що мають сильний специфічний запах. Він повинен відчуватися при його вмісті в повітрі, що дорівнює 1/5 величини його нижньої межі вибуховості, тобто 1 % за об’ємом. Як одорант зазвичай застосовують етилмеркаптан – безбарвну прозору рідину, яка є органічним з'єднанням сірки. Відомі також й інші одоранти: панталарм, каптан, сульфани та ін. Середньорічна норма витрати етилмеркаптану для одоризації природного газу – 16 г (19,1 $см^3$) на 1000 $м^3$ газу. Для введення одоранту в газопровід застосовують спеціальні дозуючі установки, які здійснюють автоматичне пропорційне додавання одоранту залежно від витрати газу. До таких установок належить універсальний автоматичний одоризатор газу (рис. 10.13) пропускною спроможністю 3 – 165 $м^3$/год, який здійснює автоматичну подачу одоранту в кількості, пропорційній витраті газу.

В одоризатор подається частина газу з газопроводу, при цьому перепад тиску, необхідний для подолання опору трубопроводів і обладнання одоризатора, створюється встановленою на газопроводі 12 діафрагмою 10. Одорант надходить з основної підземної місткості 7 до видаткової місткості 6 і далі через вимірювальну посудину 5 і поплавцеву камеру 9 в інжекторний дозатор 11, де він інжектується

відгалуженим струменем газу. Одорозований газ повертається в основний газопровід, де змішується з рештою газу. Одоризація газу зазвичай проводиться на головній частині газопроводу і на ГРС. Одорозований газ, проходячи по трубах досить значні відстані, має властивість приходити до кінцевих споживачів з початковим ступенем одоризації.

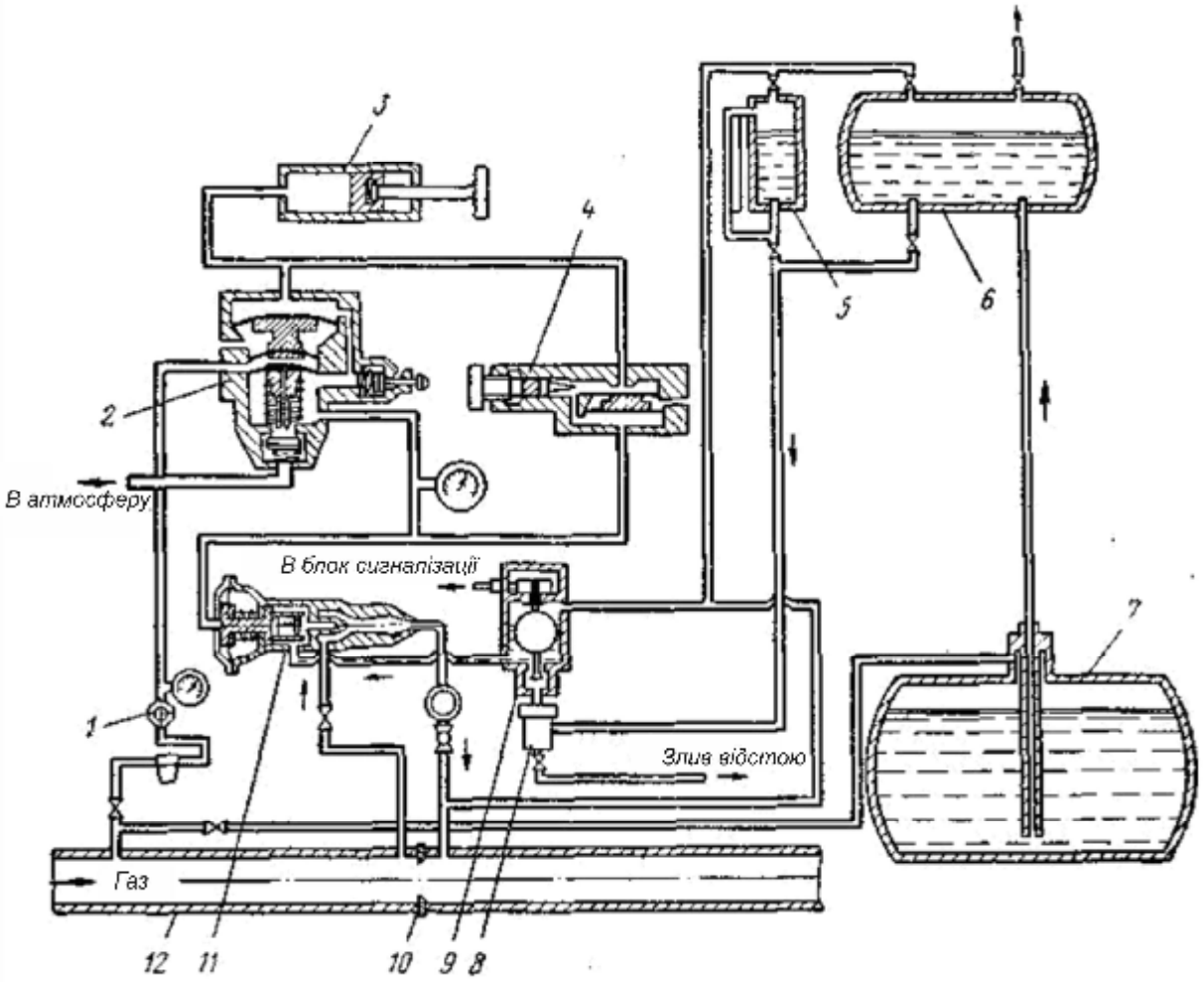


Рис. 10.13. Схема універсального автоматичного одоризатора газу:
1 – редуктор для газу, що поступає на установку; 2 – реле часу;
3 – регульована ємність; 4 – регулюючий клапан; 3 – вимірювальна посудина; 6 – видаткова місткість; 7 – підземна місткість для запасу одоранта; 8 – фільтр для одоранта; 9 – поплавцева камера;
10 – діафрагма для створення перепаду тиску газу; 11 – інжекторний дозатор одоранту (за витратою газу); 12 – газопровід

Техніка безпеки при обслуговуванні установок підготовки газу до дальнього транспорту. Експлуатація установок очищення, осушення та одоризації газу проводиться відповідно до загальних правил

технічної експлуатації магістральних газопроводів та інструкцій з техніки безпеки, що належать до кожної установки. Всі види апаратів, місткостей і установок, що працюють під тиском понад 0,07 МПа, повинні відповідати вимогам правил Держохоронпраці України і правилам безпеки при видобутку і транспортуванні газу.

До обслуговування установок допускаються тільки особи, які склали перевірочні іспити з техніки безпеки і протипожежних заходів при роботі на цих установках. Персонал, який обслуговує установки, повинен знати властивості природного газу, інгібіторів і одорантів. При обслуговуванні установок необхідно враховувати, що природний газ не має ні кольору, ні запаху, а лише задушливі властивості, і до того ж, з'єднуючись з повітрям, утворює таку суміш, яка вибухає від найменшої іскри (удар сталевих предметів та ін.). Нижня межа вибуховості природного газу при атмосферному тиску відповідає вмісту 4 % газу в повітрі, вища – при вмісті 15,4 % газу в повітрі.

При експлуатації пиловловлювачів слід мати на увазі, що внаслідок наявності в газі сірководню (у результаті його взаємодії з металом) утворюються піроформні сполуки, які на повітрі здатні самозайматися і, отже, можуть стати причиною вибуху і пожеж. Тому пиловловлювачі перед відкриттям зрошують парою; під час чищення з'єднання повинні підтримуватися у вологому стані шляхом рясного змочування.

При обслуговуванні метанольниць слід враховувати, що метанол є сильноотруйною і легкозаймистою безбарвною рідиною, за смаком і запахом він нагадує винний спирт; споживання людиною метанолу навіть у невеликій кількості (10 – 15 г) викликає важкі отруєння організму, що ведуть до сліпоти і навіть смерті. При роботі з метанолом проявляють велику обережність та суворо дотримуються інструкції про порядок отримання від постачальників, зберігання, відпуск та заливки метанолу в газопровід. Для додання метанолу неприємного запаху і кольору в нього заливають (на час перевезення в автоцистерні) хімічні чорнила або інші барвники темного кольору, що добре розчиняються в метанолі, з розрахунку 2 – 3 л барвника на 1000 л метанолу, а після зливу в приймальну (видаткову) місткість заливають одорант (етилмеркаптан) з розрахунку 1 л на 1000 л метанолу і 1 % гасу, на що складають відповідний акт.

При обслуговуванні одоризатора дотримуються правил поводження з одорантами – легкозаймистими рідинами, пари яких з повітрям утворюють вибухонебезпечні суміші. Для зменшення обсягу

пари, що виділяється, одоранти бажано зберігати в умовах низьких температур, переважно в підземних місткостях. Приміщення одоризаційних установок належать до категорії пожежонебезпечних, тому їх ізолюють від інших приміщень і вони повинні мати окремий вхід.

Огляд і ремонт усіх апаратів і місткостей виконують тільки з дозволу головного інженера і в присутності відповідальної особи. До проведення будь-яких внутрішніх робіт (включаючи огляд і очистку) апарати ретельно пропарюють, провітрюють і перевіряють загазованість газоаналізаторами (наприклад, приладом ПГФ-11). На метанольних установках відводиться спеціальне місце для протипожежного інвентарю. Обслуговуючий персонал забезпечується засобами індивідуального захисту, відповідним спецодягом та інструментом. Проведення будь-яких вогневих робіт на території установок допускається тільки при дотриманні вимог спеціальних інструкцій на виробництво цих робіт на об'єктах магістральних газопроводів.

Питання розрахунків, експлуатації та безпеки трубопровідного транспорту розглядаються у відповідних дисциплінах, що у подальшому студенти будуть вивчати.

Завдання для самоконтролю

1. Класифікувати магістральні газопроводи за величиною робочого тиску.
2. Класифікувати газопроводи за матеріалом труб.
3. Класифікувати газопроводи великих міст.
4. Навести групи, на які поділяються природні гази.
5. Охарактеризувати техніку, що використовується як основні газоперекачувальні агрегати.
6. Пояснити різницю між компресорними станціями залежно від призначення і місця розташування на магістральному газопроводі.
7. Класифікувати компресорні станції на магістральних газопроводах за типом компресорів.
8. Пояснити необхідність осушення газу від крапельної рідини.
9. Мета очистки газу від сірководню.
10. Охарактеризувати процес одоризації газу.

ПІСЛЯМОВА

У навчальному посібнику проведено аналіз сучасного стану нафтогазової галузі країни з точки зору ефективності засобів транспортування нафти, нафтопродуктів і газу.

Розглянуто будову, переваги та недоліки залізничного, автомобільного, водного і трубопровідного видів транспорту, особливості їхнього застосування в різних кліматичних умовах.

Матеріал посібника формує такі компетентності:

– пояснювати загальну структуру, взаємозв'язок і функціональне призначення окремих елементів системи забезпечення України вуглеводневими енергоносіями;

– використовувати базові поняття, основні закони фізики та хімії для прогнозування та аналізу фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату і природного газу в процесах їх видобування, буріння свердловин, транспортування та зберігання;

– створювати елементи технологічних схем та технічних пристроїв систем видобування, транспортування та зберігання нафти і газу;

– аналізувати режими експлуатації складових елементів нафтогазового об'єкта, проводити оптимальний вибір технологічного обладнання, виконувати оптимізацію режиму експлуатації за певним критерієм.

Завдання для самоконтролю, що наведені після кожного розділу, дозволяють студентам розширити свої знання у цій сфері завдяки самостійній роботі з літературними джерелами, перелік яких розміщено у кінці посібника.

Логічним продовженням цього навчального ресурсу стане посібник «Зберігання нафти, нафтопродуктів і газу», що готується до видання.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа / В.А. Бунчук. – Москва : Недра, 1977. – 366 с.

2. Геец В. М. Специальные системы наливных судов : учеб. пособие / В. М. Геец. – Владивосток : Мор. гос. ун-т, 2012. – 185 с.

3. Радченко П.М. Технические средства наливных судов и их эксплуатация: учеб.-справ. пособие / П.М. Радченко. – Владивосток : Мор. гос. ун-т, 2006. – 479 с.

4. Марковский Р. Р. Технология морских перевозок наливных грузов и работы нефтяного терминала. / Р. Р. Марковский. – 2-е изд., испр. и доп. – Санкт-Петербург : МОРСАР, 2008. – 352 с.

5. Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. – Москва : Недра, 1984. – 487 с.

6. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справ. руководство: в 2-х т. / под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – Москва : Недра, 1984. – Т. 1. – 288 с.

7. Режими газотранспортних систем / Є.І. Яковлев, О.С. Казак, В.Б. Михалків та ін. – Львів : Світ, 1992. – 170 с.

8. Гольянов А. И. Газовые сети и газохранилища: учеб. для вузов / А. И. Гольянов. – Уфа : Монография, 2004. – 303 с.

9. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. – Москва : Недра, 1988. – 235 с.

10. Юрченко В. В. Городское газовое хозяйство: справ. пособие / В. В. Юрченко. – Москва : Недра, 1991. – 207 с.

11. Рачевский Б.С. Транспорт и хранение углеводородных сжиженных газов / Б.С. Рачевский, С.М. Рачевский, И. И. Радчик. – Москва : Недра, 1974. – 256 с.

12. Бабин Л.А. Типовые расчеты по сооружению трубопроводов / Л.А. Бабин, Л.И. Быков, В.Я. Волхов. – Москва : Недра, 1979. – 187 с.

13. Трубопроводный транспорт нефти и газа / В.Д. Белоусов, Э.М. Блейхер, А.Г. Немудров, В.А. Юфин, Е.И. Яковлев. – Москва : Недра, 1978. – 407 с.

14. Бородавкин П.П. Сооружение магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – Москва : Недра, 1987. – 407 с.

15. Возняк М.П. Інфраструктура і режими експлуатації систем нафтогазопостачання України / М.П. Возняк. – Івано-Франківськ : Факел, 2004. – 204 с.

16. Громов А.В. Строительство магистральных трубопроводов / А.В. Громов, А. А. Каликин. – Киев : Будивельник, 1975. – 283 с.

17. Глоба В.М. Основи будівництва трубопроводів : навч. посіб. / В.М. Глоба, О.Т. Мартинюк. – Івано-Франківськ : ІФДТУНГ, 2000. – 156 с.

18. СНиП 2.05.06.85. Магистральные трубопроводы. – Москва : Госстрой, 1985. – 85 с.

19. Чирсков В.Г. Строительство магистральных трубопроводов: справочник / В.Г.Чирсков, В.Л. Березин, Л.Г. Телегин и др. – Москва: Недра, 1991. – 475 с.

20. Фридман Р.Е. Магистральные трубопроводы / Р.Е. Фридман, С.А. Иванов, П.П. Бородавкин. – Москва : Недра, 1976. – 160 с.

21. Інструкція про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України: затв. наказом Мінпаливенерго України № 281/171/587/155 від 20.05.2008. – http://zakon3.rada.gov.ua.

22. Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання: ДСТУ 4454:2005. – [Чинний від 2005-09-16]. – Київ: Держспоживстандарт України, 2006. – Ч. IV. – 32 с. – (Національний стандарт України).

23. НПАО В.02.008-2007/510. Транспортування нафти, газу, конденсату. Пожежна безпека. Основні положення : затв. Мінпаливенерго України 24.04.2007. – http://online.budstandart.com.

24. Грузовые цистерны (колея 1520 мм): альб.-справ. : в 8 ч. : Ч. 6.1. Вагоны-цистерны (нефть и газ). – http://www.agonta.com.

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

А
Автозаправник 62
Автозчеп 28, 38
Автомобіль 13, 14, 59, 63, 64, 99
Автопарк 14
Автотранспорт 14, 20, 59, 141
Автоцистерна 14, 59, 62, , 154
Агрегат 61, 84, 126, 154, 174
Азот 83, 129, 134, 149
Арматура 38, 75, 97, 145, 166,

Б
Бак 30, 61, 71, 90, 178
Баласт 55, 57, 68, 70, 73, 80, 87
Боротьба
– з гідратоутворенням 188
– з корозією 17, 172
Бутан 129, 134, 144, 153, 170

В
Вагон 81, 23, 25, 33, 52, 143
Вантаж 9, 15, 18, 35, 52, 63, 161
Вантажообіг 11, 162
Вантажопідйомність 8, 11, 105
Вентиль 46, 89, 145, 152
Вибуховість 19
Випаровування 72, 126, 155
Витрата 50, 60, 151, 181
Відвід 48, 55
Вміст17, 19, 82, 87, 168, 175
Водний транспорт 65,157
В'язкість
– динамічна 134
– кінематична 134

Г
Габарит 37, 42, 105, 154
Газ
– природний 12, 148, 168, 194
– зріджений 92, 130, 142, 158
Газова постійна 139
Газова суміш 18, 60, 73, 78, 135
Газоконденсат 129
Гараж 178
Горловина 44, 71, 155

Д
Дегазація 87, 88
Дедвейт 10, 67, 69, 75, 82, 91
Диферент 68, 81
Двигун 25, 28, 60, 154, 178
Домішки 86, 178, 179
Депо 23, 24, 178

Е
Екіпаж 87, 88, 90
Електризація 18
Електровоз 23, 25, 26, 30, 31, 57
Енергопостачання 22, 23
Естакада 42, 49, 147, 150

Ж
Живлення 23, 30, 32, 50, 61, 166

З
Завантаження 19, 37, 67, 86, 143
Закон
– Авогадро 132, 139
– Бойля – Маріотта 135, 138
– Дальтона 135, 136
– Рауля 135, 136
– Шарля 138
Запас
– газу 168, 173
– міцності 171
Засувка 44, 45, 97, 120, 124, 173
Зачистка 52, 73, 75, 78, 79
Злив 11, 14, 22, 33, 35, 42
Зливно-наливні
– операції 42, 46
– пристрої 42, 59

К
Канат 114
Категорія 92
Клапан 17, 33, 40, 45, 53, 61, 145
Клінкет 71, 76, 79
Коефіцієнт
– гідравлічної ефективності 179
– гідравлічного опору 179
– динамічної в'язкості 133
– об'ємного розширення газу138
– стисливості газу 131, 132, 139
– тари 25, 60
Колектор 44, 45, 46, 48, 54, 75
Колія залізнична 54
Комплекс 59, 74, 96, 129, 165
Компресор 29, 52, 127, 159, 161
Конденсат 34, 40, 49, 89, 92, 129
Контейнер 21, 41
Контур 90, 159, 162, 177
Концентрація 19, 78, 83, 87, 180
Корпус 17, 19, 67, 70, 113, 179
Котел 34, 35, 37, 40, 90
Крен 68, 69
Кузов 25, 27, 28, 60, 63, 155
Кут
– нахилу 55
– сходу 107

Л
Локомотив 23, 24, 25, 30, 42, 56
Лоток 46
Лупінг 97
Люк 33, 34, 36, 39, 52, 124, 152

М
Маса
– зчіпна 25, 31, 32
– молярна 130
– розрахункова 25
Місткість
– вагона 25
– кузова 25, 60
– цистерни 64
Момент 14, 29, 45, 72, 126, 141

Н
Навантаження 19, 156, 162, 174
Налив 9, 11, 36, 49,62, 127, 162
Напір 50, 51, 82, 128
Напрямок 182
Насос
– відцентровий 78, 82, 128
– поршневий 76
Насосна станція 5, 66, 111, 121
Натяг 108, 109
Нафта 8, 18, 21, 65, 95 ,120, 121

О
Обігрів 39
Обсяг перевезень 20, 157
Об'єм 15, 21, 63, 86, 156, 162
Осадка 67
Остійність 67
Осушення 75, 171, 175, 180, 193
Очистка 128

П
Пара 40, 66, 89, 137, 185, 191
Парафін 97, 123, 127, 128
Парк
– автомобільний 59,64
– резервуарний 50, 97, 120, 126
Пароутворення 16, 17
Перегін 23
Переріз 23, 63, 95, 106, 107, 119
Підігрівач 16, 34, 89, 90, 185
Поворот 45, 60
Показник 9, 15, 17, 54, 64 ,185
Порт 66, 67, 68, 82, 161
Посудина 8, 21, 144, 160, 193
Потужність 16, 29, 60, 90, 174
Потяг 22, 23, 24, 28, 29, 42
Привід 34, 75, 78
Причал 12, 105
Пробіг 60
Продуктивність 83, 87
Проектування 54, 108, 127, 179
Прокладка трубопроводів
– надземна 100, 101, 164
– наземна 101, 102, 164
– підводна103
– підземна 100, 102, 164
Пропан 129, 141, 145, 152, 169
Пропускна здатність 19, 66, 170
Профіль 55, 56, 99, 100

Р
Радіус повороту 60
Резервуар 5, 14, 122, 151, 156
Рейка 25, 43, 47, 57
Рейс 66, 73, 80
Рідина 18, 90, 145, 150, 181, 194
Розлив 151
Рух 23, 32, 60, 82, 98, 187, 189

С
Свердловина 97
Сигнал 23, 104
Сила тяги 25, 26, 29, 31, 32
Система танкера
– баластова 80
– вантажна 72, 74, 77, 78, 162
– газовідвідна 73
– зачисна 73, 74, 75, 82
– підігріву 16
– інертизації 84, 85
Склад рухомий 3, 4, 22, 32, 42
Скребок 97, 121, 124, 126, 127
Спорудження 4, 13, 78, 111, 142
Станція
– зливно-наливна 21, 143
– перекачувальна 92, 96, 127
Стисливість газу 130, 132, 139
Стінка 14, 54, 86, 97, 143, 160
Судно 9, 10, 65, 70, 89, 105, 110
Схема транспорту 164

Т
Танк 9, 19, 66, 71, 77, 87, 90, 91
Танкер 3, 8, 20, 65, 70, 157, 162
Температура
– займання 17, 18
– застигання 16, 73
– кипіння 16
– критична 133, 142

– плавлення 16
– самозаймання 18
– спалаху 17, 18, 43
Тепловоз 3, 25, 28, 29, 30, 31
Теплоємність 16
Теплопровідність 15, 16, 41
Тертя 18, 30, 133
Тиск
– насичених парів 16, 17, 43, 81
– умовний 94
Товщина 33, 34, 40, 57, 143, 182
Токсичність 17
Тоннаж 10, 20
Трансмісія 61, 62
Транспорт
– автомобільний 3, 7, 20, 64, 151
– водний 2, 19, 21, 67, 157, 196
– залізничний 9, 11, 25, 57, 58
– трубопровідний 7, 20, 93, 164
Транспортний комплекс 8, 129
Транспортна система 3, 15, 64
Труба 11, 48, 93, 113, 179, 193
Трубопровід 11, 20, 92,120, 170
Тяга 23, 25, 26, 30, 31, 32

У
Укладання 95, 104, 113, 117, 128
Установка
– компресорна 149
– насосна 81
Ухил шляху 55, 56

Ф
Фільтр 18, 30, 61, 62, 80, 182
Формула
– колісна 60
– Сезерленда 133, 134

Х
Характеристика
– вантажу 15
– траси 98

Ц
Цистерна 10, 15, 33, 50, 62, 146

Ш
Шасі 14, 15, 60, 61, 62, 151, 154
Шланг 46, 52, 62, 87, 149, 152
Шлях
– гальмівний 60
– рейковий 58

Щ
Щільність
– відносна 15, 131
– паспортна 15

Навчальне видання

Ширін Леонід Никифорович
Денищенко Олександр Валерійович
Барташевський Станіслав Євгенович
Коровяка Євгеній Анатолійович
Расцвєтаєв Валерій Олександрович

ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗУ

Навчальний посібник

Редактор Ю.В. Рачковська

Підписано до друку 19.02.2019. Формат 30х42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 11,4.
Обл.-вид. арк. 11,4. Тираж 100 пр. Зам. №

Підготовлено до друку та видрукувано
у Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.
49005, м. Дніпро, просп. Дмитра Яворницького, 19.