

## РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ЩОДО ЕФЕКТИВНОГО ВИКОРИСТАННЯ ПОПУТНОГО НАФТОВОГО ГАЗУ СВЕРДЛОВИН МИКУЛИЧИНСЬКОГО РОДОВИЩА

А.П. Джус, І.Б. Галюк, В.В. Борківський, М.О. Боян

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,  
e-mail: andriy\_dzhus@i.ua

*Розглядається актуальна науково-практична задача, що полягає у вирішенні проблем, які виникають під час експлуатації Микуличинського родовища через необхідність транспортування газорідної суміші до установки комплексної підготовки нафти на значну відстань гористою місцевістю. Вирішення цієї задачі досягається шляхом виділення попутного нафтового газу із газорідного потоку за мінімальних втрат тиску потоком рідини і з максимально можливою якістю відсепарованого газу та подальшого його використання з врахуванням потреб регіону відповідно до запропонованої схеми.*

*Запропоновано варіанти конструкцій резервуарів високого тиску з вмістимістю відповідною до споживання і комплектацією, що забезпечує можливість їх під'єднання до споживачів, зокрема віддалених об'єктів туристичної сфери та індивідуальних господарств з невеликими обсягами споживання.*

*Доведено економічну доцільність запропонованого способу постачання попутного нафтового газу та встановлено необхідність вибору параметрів резервуарів високого тиску з врахуванням потреб споживачів та аналізу витратної складової з обов'язковим моментом оптимізації витрат.*

**Ключові слова:** газорідна суміш, попутний нафтовий газ, сепарація, резервуари високого тиску, обсяги споживання.

*Рассматривается актуальная научно-практическая задача, которая заключается в решении проблем, возникающих при эксплуатации Микуличинского месторождения из-за необходимости транспортировки газожидкостной смеси к установке комплексной подготовки нефти на значительное расстояние по гористой местности. Решение этой задачи достигается путем выделения попутного нефтяного газа с газожидкостного потока при минимальных потерях давления потоком жидкости и с максимально возможным качеством отсепарированного газа и дальнейшего его использования с учетом потребностей региона в соответствии с предложенной схемой.*

*Предложены варианты конструкций резервуаров высокого давления с вместимостью, соответствующей потреблению, и комплектацией, обеспечивающей возможность их подключения к потребителям, в частности удаленных объектов туристической сферы и индивидуальных хозяйств с небольшими объемами потребления.*

*Доказана экономическая целесообразность предлагаемого способа доставки попутного нефтяного газа и установлена необходимость выбора параметров резервуаров высокого давления с учетом потребностей потребителей и анализа затратной составляющей с обязательным моментом оптимизации расходов.*

**Ключевые слова:** газожидкостная смесь, попутный нефтяной газ, сепарация, резервуары высокого давления, объемы потребления.

*Considered the relevant scientific and practical task concerning the solution of problems that arise in drilling in the Mykulychyn field because of the necessity to transport gas-liquid mixture to the facilities of complex oil processing over a considerable distance through mountain areas. The solution to this problem is achieved by removing the associated petroleum gas from the gas-liquid flow with minimal spending of pressure by liquid flow and the best possible quality of separated gas and the further use of it considering the needs of the region in accordance with the proposed scheme.*

*We suggest the variants of constructions high pressure reservoirs with the capacity corresponding consumption and package which enable them connection to consumers in particular remote sites of tourism industry and individual households with small amounts of consumption.*

*We prove the economic feasibility of the proposed method of delivery of associated petroleum gas and a requirement the necessity pressure vessels to the needs of consumers and cost analysis with mandatory cost optimization.*

**Keywords:** gas-liquid mixture, associated petroleum gas, separation, pressure vessels, the volume of consumption.

### Вступ

Проблема використання попутного нафтового газу (ПНГ), що вилучається з надр у процесі видобування нафти, добре відома. В окремих країнах значна його частина спалюється, а газові факели є невід'ємним атрибутом більшої частини нафтових родовищ. На нафтових родовищах нашої країни, зокрема тих, що перебувають на пізніх стадіях експлуатації, дуже часто зустрічаються випадки втрати значної час-

тини легких вуглеводнів на різних етапах збору та підготовки продукції свердловин. Згідно з прогнозами експертів, у найближче десятиліття основним напрямком розвитку енергетики буде не стільки альтернативна енергетика, скільки більш ефективне та інтенсивне використання мінеральних енергоресурсів, насамперед - газу. Це повною мірою стосується і ПНГ. За своїм складом і властивостями ПНГ не поступається природному газу. Майже дві третини припадає

на метан ( $\text{CH}_4$ ), ідентичний як природному газу земних надр, так і біогазу, одержуваного з відходів сільськогосподарського виробництва. ПНГ, як і інші види газу, може в повному обсязі використовуватися в енергетиці та нафтохімії.

Вилучення з покладу пластової нафти на поверхню здійснюється через систему видобувних свердловин. Разом з нафтою із надр видобуваються значні обсяги пластової води (як витісняючий агент), попутний нафтовий газ, тверді частинки механічних домішок (гірські породи, затверділий цемент), тому свердловинна продукція нафтових родовищ завжди є складною багатофазною багатокомпонентною дисперсною системою. Промислове облаштування родовищ вимагає залучення значного обсягу капітальних вкладень, значна частка яких припадає на спорудження систем збору і транспортування продукції свердловин. Система збору і підготовки нафти включає комплекс промислових технічних засобів і установок, з'єднаних трубопроводами. Зазвичай на родовищах застосовується напірна герметизована система збору і підготовки продукції свердловин, яка майже повністю виключає втрати вуглеводнів. Єдиної універсальної системи збору нафти, газу і води не існує, так як кожне родовище має свої особливості: розміри, форму, рельєф місцевості, природно-кліматичні умови, мережу свердловин, обсяги нафти, газу і води, фізико-хімічні властивості пластових рідин та інші. Намагаючись уникнути або мінімізувати втрати ПНГ, нафтогазовидобувні підприємства часто стикаються з проблемою транспортування газорідних сумішей. Особливо гостро ці питання постають на родовищах, зосереджених в гірських районах. Прикладом може слугувати Микуличинське родовище, що експлуатується нафтогазовидобувним управлінням "Надвірна-нафтогаз".

Особливості експлуатації Микуличинського родовища зумовили необхідність зниження устьових тисків з метою підтримання обсягів видобутку нафти та газу на оптимальному рівні. Зниження устьових тисків досягнуто шляхом спорудження додаткового об'єкта – нафто-сепараційного пункту (НСП) "Микуличин". Відповідно до існуючої схеми в межах сепараційної установки НСП "Микуличин" здійснюється збір продукції свердловин, розділення її на рідку і газоподібну фази та додаткове очищення останньої. Подальше транспортування газу та нафти реалізується завдяки використанню гвинтового компресора та поршневого насоса відповідно. Звичайний режим роботи НСП передбачає подальше сумісне транспортування газу і нафти. Кількість нафти, що транспортується трубопроводом, може змінюватися у зв'язку із періодичним відвантаженням її в автоцистерни. Середня ж продуктивність родовища складає: по газу – близько 30 тис.  $\text{м}^3$ /добу, а по нафті – 65 т/добу. Значний вплив на транспортування трубопроводом утвореної суміші мають сезонні зміни. Із пониженням температури у зимовий період значно зростає в'язкість

нафти, що призводить до періодичного зростання тиску в трубопроводі до значень, що відповідають максимуму потужності компресорної установки. Загалом, у різні пори року для забезпечення можливості роботи компресорної установки в оптимальному режимі кількість рідини, що подається в трубопровід регулюється шляхом відвантаження певної частки рідкої фази у автоцистерни. Однак у зимовий період, зважаючи на розміщення НСП в гірській місцевості на висоті близько 1000 м над рівнем моря, вивіз рідкої фази супроводжується значними труднощами. Зважаючи на це, проблема транспортування продукції свердловин Микуличинського родовища, які характеризуються високим газовим фактором, до установки комплексної підготовки нафти є не повністю вирішеною, що обумовлює актуальність досліджень в цьому напрямку.

### Аналіз досліджень і публікацій з проблеми

За результатами аналізу існуючих схем збору та підготовки продукції свердловин з високим газовим фактором необхідно відмітити, що одним із способів вирішення проблеми є зменшення вмісту газу в газорідному потоці шляхом його сепарації з оптимальним використанням відсепарованого ПНГ.

Сепарація газу від нафти відбувається при зниженні тиску нижче тиску насичення. Цей процес розпочинається в пластових умовах і продовжується під час руху газу стовбуром свердловини, збірними і промисловими трубопроводами, в апаратах підготовки свердловинної продукції. Виділений газ переміщується в бік зниженого тиску. Основними режимними параметрами процесу сепарації є тиск і температура, регулюванням яких можна створити умови для більш повного відокремлення газу від нафти. Сепарацію нафти здійснюють, як правило, в декілька ступенів. Нафтогазову суміш зі свердловин сепарують спочатку за високого тиску на першій ступені сепарації (виділяється основна маса газу), відтак нафта надходить на сепарацію за середнього і низького тисків, де вона остаточно дегазується. Вибір оптимальних умов сепарації визначається набором критеріїв, які спрямовані на реалізацію цілей процесу:

- мінімальна кількість газоподібних вуглеводнів у нафті;
- максимальний вихід нафти з суміші;
- максимальний вміст пропан-бутанових ( $\text{C}_3$ - $\text{C}_4$ ) фракцій у виділеному газі сепарації.

Перелік необхідного обладнання в кожному із випадків залежить від кількості та складу продукції свердловин [1]. У випадку неорнорідності потоку суміші, що надходить у сепаратор, часто вдаються до використання депульсатора. Використання горизонтального нафтогазо-сепаратора у поєднанні із депульсатором сприяє максимальному виділенню газу з газорідного потоку. Проте якість газу, що виділяється при цьому, може бути незадовільною для подальшого використання потенційними

споживачами. З метою забезпечення належної якості газу необхідним є використання високоєфективних газосепараторів.

Відсепарований газ, стиснений до 20 МПа, може використовуватися як моторне паливо. Він має низку важливих переваг порівняно з бензиновим і дизельним і цілий набір екологічних переваг. На сьогодні відсепарований газ є найчистішим альтернативним паливом для транспортних засобів. Досить сказати, що у вихлопних газах двигуна, котрий працює на газі, маса канцерогенів у 10, а іноді й у 100 разів менша, аніж в інших видах палива. Запровадження нових норм викиду в Європі незабаром призведе до заміни існуючого парку машин екологічно чистими транспортними засобами. Застосування стисненого природного газу як палива для транспортних засобів, автомобілів, промислових підприємств і т.д. відомо вже багато років і поширене в багатьох країнах світу. Наприклад, в Аргентині, Бразилії та Індії серед інших експлуатують мільйони автомобілів, що працюють на стисненому природному газі. У великих містах існують газопроводи, що постачають газозаправні станції, кожна з яких має компресор для підвищення тиску до 20 МПа. Для постачання віддалених об'єктів, природний газ зазвичай транспортують від газопроводу до заправних станцій в резервуарах високого тиску.

Свого часу нестача коштів на будівництво газопроводів, а також несплата за поставлений газопроводами природний газ в країнах тодішньої СНД ініціювали розроблення і реалізацію, так званого, автономного (безтрубного) способу газопостачання населених пунктів і промислових об'єктів. Суть автономного способу газопостачання полягає в тому, що природний газ в стисненому вигляді постачається споживачам автотранспортними засобами.

Вперше безтрубний спосіб газопостачання населеного пункту був розроблений, запроєктований і реалізований в 1992 р. при газифікації села Рисове (86 будинків), (Красноперекопський район Кримської області) [2]. Природний газ в стисненому до 25 МПа вигляді постачався в населений пункт пересувним автогазозаправником ПАГЗ-2500 від автомобільної газонаповнювальної компресорної станції (АГНКС-500), що знаходилася в м. Сімферополі, на відстані 100 км. Згідно тогочасних розрахунків і досвіду експлуатації наведеного комплексу, застосування автономного газопостачання об'єктів даним способом було доцільним за наявності АГНКС, розташованої в радіусі до 100 км від газифікованого об'єкта [3]. Даний спосіб автономного газопостачання скорочував капіталовкладення і терміни введення газифікованих об'єктів у 2-5 разів, при віддаленості об'єкта від магістрального газопроводу на 10-100 км.

На перспективі, за необхідності переведення населених пунктів або промислових об'єктів на газопостачання від магістральних газопроводів (відводів), мережі низького тиску об'єктів, газифікованих від автономних газобалонних установок, є готовими для прийому магістрального газу. Газопроводи відразу заван-

тажуються на проектну потужність, а вивільнені газобалонні установки можуть передаватися на інші об'єкти. Крім вказаних вище переваг істотним чинником є підвищення ступеня завантаження автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій.

### Постановка завдання

Зважаючи на розташування Микуличинського родовища в межах регіону, де швидко розвивається туристична галузь, використання ПНГ як енергоносіїв для транспортних засобів і для об'єктів туристичних комплексів сприятиме покращенню екологічної ситуації.

Розвиток туристичної галузі зумовлює збільшення споживання газу в населених пунктах з газовими мережами. Обсяги споживання поступово перевищують проектні, чим обумовлюють потребу у реконструкції мереж, а, отже, і спорудженні нових ділянок трубопроводу. Зважаючи на геологічні умови регіону, собівартість спорудження трубопроводів є значно більшою за її середні значення, оскільки під час проектування газопроводів необхідно враховувати характеристики ґрунтів, можливість їх сповзання та руйнування внаслідок повеней. У випадку газифікації значних за площею негустонаселених пунктів значно зростає протяжність підвідних ділянок, що є нерентабельним. Це вимагає пошуку альтернативних джерел енергії, або відкидає розв'язання існуючих проблем на невизначений час.

Таким чином, вирішення проблем, що виникають у ході експлуатації Микуличинського родовища, вимагає комплексного підходу, а саме:

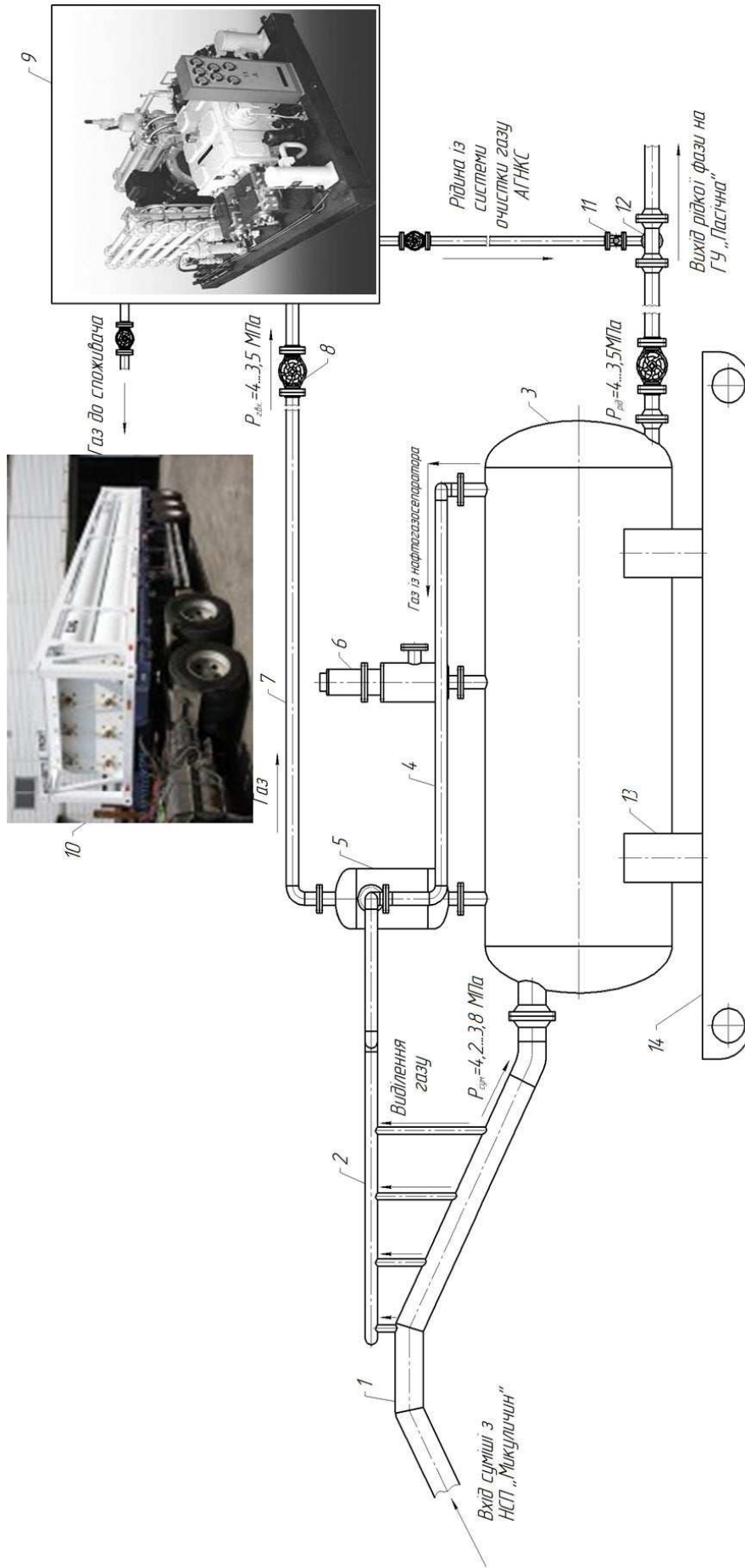
- забезпечення виділення ПНГ із газорідного потоку за мінімальних втрат тиску потоком рідини і з максимальною якістю відсепарованого газу;

- пошуку споживачів та шляхів транспортування газу з врахуванням особливостей розвитку регіону.

### Виклад основного матеріалу

Шляхом використання горизонтального нафтогазосепаратора з депульсатором та високоєфективного газосепаратора в складі сепараційного блоку, виготовленого відповідно до розробленої схеми, реалізується можливість забезпечення виділення ПНГ із газорідного потоку за мінімальних втрат тиску потоком рідини і з належною якістю відсепарованого газу. Розміщенням сепараційного блоку на ділянці трубопровода, близькій до автомобільної дороги, створюється можливість реалізації запропонованого за результатами аналізу існуючих на сьогоднішній день технологій способу використання ПНГ згідно схеми, наведеної на рисунку 1.

Відповідно до схеми ПНГ, виділений із потоку газорідної суміші з допомогою розробленого сепараційного блоку, надходить на АГНКС блокового виконання. На АГНКС газ завантажується в автономний пересувний резервуар високого тиску довільної конструкції. При цьому зберігається можливість періодичного



1 – детульсатор; 2 – колектор газовий; 3 – нафтогазосепаратор; 4 – трубопровід газовий від нафтогазосепаратора; 5 – сепаратор газовий; 6 – запобіжний клапан; 7 – газовий трубопровід до АГНКС; 8 – засувка; 9 – АГНКС; 10 – резервуар високого тиску для транспортування газу; 11 – зворотний клапан; 12 – трійник; 13 – опора нафтогазосепаратора; 14 – монтажна рама

Рисунок 1 – Схема використання попутного нафтового газу



Рисунок 2 – Загальний вигляд контейнерів з циліндричними резервуарами

Таблиця 1 – Технічна характеристика контейнерів фірми NK CO LTD Korea

Модель	Газ / капацитет	Кількість і довжина резервуарів	Ємність контейнера (в літрах води)	Робочий тиск, МПа	Вага одного резервуара, кг	Загальна вага, кг
ТТ08-2250	CNG /4536 м <sup>3</sup>	8 / 10,98 м	18000	20	2780	25490
ТТ11-2250	CNG /6188 м <sup>3</sup>	11 / 10,98 м	24750	20	2780	33720
ТТ08-1045	CNG /2480 м <sup>3</sup>	8 / 5,50 м	8360	25	1430	13590
ТТ12-1045	CNG /3720 м <sup>3</sup>	12 / 5,50 м	12540	25	1430	19930
ТТ08-2240	CNG /5344 м <sup>3</sup>	8 / 10,98 м	17920	25	2830	25490
ТТ10-2240	CNG /6650 м <sup>3</sup>	10 / 10,98 м	22400	25	2830	31440
ТТ11-2240	CNG /7315 м <sup>3</sup>	11 / 10,98 м	24640	25	2830	34270

наповнення балонів автомобільних транспортних засобів. Пересувні резервуари високого тиску, що випускаються на даний час можуть бути використані для постачання газу населеним пунктам з наявною газовою мережею. Прикладом такого використання може бути населений пункт с. Ворохта. Зважаючи на вже згадувані причини, с. Ворохта потребує збільшення об'ємів постачання газу, але через обмежену пропускну здатність підвідної ділянки газопроводу ця проблема є невирішеною. Для її розв'язання з використанням пересувних резервуарів високого тиску необхідним є спорудження тільки пунктів зниження тиску та під'єднання їх до газової мережі населеного пункту.

На сьогоднішній день резервуари високого тиску випускають у вигляді контейнерів, в яких монтується декілька циліндричних елементів. Циліндричні елементи, розраховані на тиск 20 і 25 МПа, зв'язують в один модуль (контейнер), що робить їх придатними до транспортування великої кількості газу на одному транспортному засобі. Контейнери можуть виготовлятися як 20-футові, так і 40-футові, що дає можливість використовувати їх для постачання газу метану різним споживачам, в тому числі таким, як школи, громадські будівлі, промислові цехи. Одним із виробників контейнерів для перевезення компримованого природного газу, що відповідають вимогам стандарту ISO 11120 є корейська фірма NK CO LTD Korea. Загальний

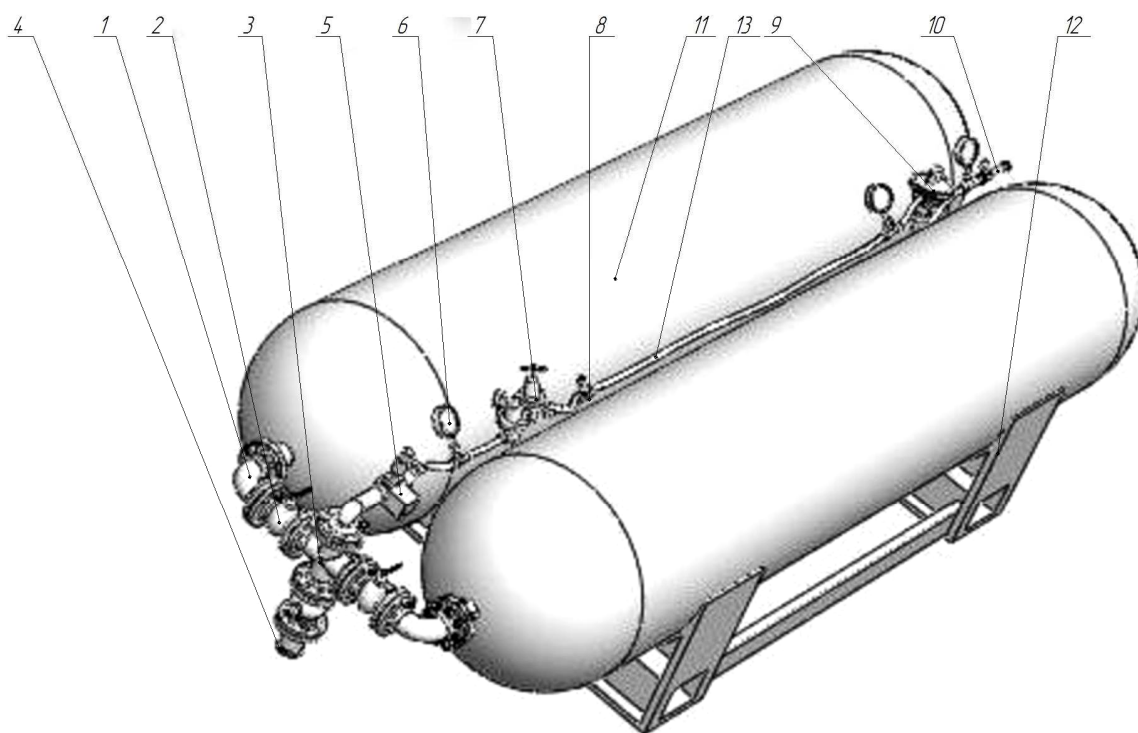
вигляд таких контейнерів зображено на рисунку 2, а їх технічна характеристика – у таблиці 1.

Для віддалених об'єктів туристичної сфери та індивідуальних господарств необхідним є розроблення резервуарів високого тиску з ємністю, що відповідає об'єму споживання, і комплектацією, що забезпечує можливість їх під'єднання до споживача.

Загалом категорії “найменших” споживачів газу поділяються за кількістю газу спожитого за рік, рівною 2500 м<sup>3</sup>. Для таких споживачів з наведеного в таблиці 1 переліку обладнання прийнятним є тільки варіант з ємністю 2480 м<sup>3</sup>. Однак, затрати на придбання вказаних контейнерів будуть дуже суттєвими у порівнянні із спроможністю споживачів згаданих категорій. У разі закупівлі цих контейнерів підприємством, що реалізує газ, частка амортизаційних відрахувань становитиме значну частину вартості газу.

Для постачання газу аналогічним споживачам нами розроблено конструкцію пересувних резервуарів високого тиску, укомплектованих необхідним обладнанням для реалізації процесів завантаження, транспортування, зберігання та споживання газу власниками будинків та індивідуальних господарств.

Власниками пересувних резервуарів можуть бути як безпосередньо споживачі, так нафтогазовидобувне управління, що є власником і продавцем енергоносія. Для забезпечення потреб споживачів різних категорій пересувні ре-



1 – коліно; 2 – пристрій запірний; 3 – хрестовина; 4 – патрубок присднувальний; 5 – клапан скидний; 6 – манометр; 7 – редуктор високого тиску; 8 – кран; 9 – редуктор низького тиску; 10 – патрубок присднання споживача; 11 – резервуар високого тиску; 12 – рама; 13 – трубопровід з'єднувальний

Рисунок 3 – Схема облаштування резервуарів високого тиску допоміжним обладнанням

резервуари можуть виготовлятися різних об'ємів. Але в будь-якому випадку обладнання, яким комплектуються резервуари, повинно гарантувати швидке і надійне з'єднання із заправним пунктом АГНКС, унеможливити викиди газу при аварійній зупинці процесу завантаження і забезпечувати можливість використання будь-ким із споживачів. Саме з таких міркувань пересувні резервуари комплектуються обладнанням для двоступінчастого пониження тиску, аварійного скидання та контролю стану газу (рис. 3). Резервуари не комплектуються колісною базою. Їх переміщення передбачається здійснювати з допомогою транспортних засобів типу "евакуатор". Для завантаження і розвантаження в рамі виконано чотири квадратні отвори для встановлення спеціальних гвинтових підіймачів. У такий спосіб досягається зменшення вартості комплектів резервуарів високого тиску, а їх параметри визначаються параметрами транспортних засобів та потребами споживачів.

Зберігання природного газу під високим тиском має свої особливості. При високих тисках метан стискається більше, ніж при помірних. Цією властивістю володіють реальні гази. З рівняння стану реального газу маса газу, що знаходиться в резервуарі високого тиску, визначається як

$$m = \rho \cdot V = \frac{P}{zRT} V, \quad (1)$$

де  $\rho$  – густина газу, що знаходиться в резервуарі;

$V$  – об'єм резервуара;

$P$  – тиск газу в резервуарі;

$z$  – коефіцієнт стисливості газу;

$R$  – газова стала;

$T$  – температура газу в резервуарі.

Як видно із наведеного виразу, чим менший коефіцієнт стисливості, тим більшу кількість газу можна закачати в резервуар. Коефіцієнт стисливості для метану за температури 0 °С і тиску 15 МПа дорівнює 0,75. З відхиленням тиску від 15 МПа у бік зменшення або збільшення коефіцієнт стисливості зростає, тому найбільш вигідними умовами зберігання метану в резервуарах високого тиску є діапазон від 12 до 18 МПа. Водночас на значення коефіцієнта стисливості впливає і температура газу. Так, зі збільшенням температури газу на 10 °С коефіцієнт стисливості є аналогічним збільшенню тиску до 18 МПа. При розміщенні резервуарів високого тиску на відкритій місцевості протягом опалювального сезону температура газу відповідатиме температурі навколишнього середовища і не перевищуватиме 10 °С. Тому наповнення резервуарів в цей період необхідно здійснювати з врахуванням вказаної температури.

Для встановлення оптимальних параметрів резервуарів високого тиску нами розглянуто варіанти їх виготовлення із безшовних труб діаметрами 720 та 530 мм з товщинами стінок із

Таблиця 2 – Характеристика резервуарів високого тиску

Діаметр циліндричної поверхні, мм	Границя плинності матеріалу, МПа	Товщина стінки, мм	Ємність (в літрах води)	Робочий тиск, МПа	Маса одного резервуара, кг	Об'єм газу приведений до нормальних умов, м <sup>3</sup>	Питома металоемність, кг/м <sup>3</sup>
720	600	12	1256	10	710,6	143,5	4,95
720	700	10	1256	10	611,1	143,5	4,26
530	600	10	654	10	446,3	74,7	5,98
530	700	10	654	10	446,3	74,7	5,98
720	600	17,5	1256	15	1060,3	232,3	4,56
720	700	16	1256	15	971,1	232,3	4,18
530	600	13	654	15	577,4	120,9	4,78
530	700	11	654	15	490,2	120,9	4,05
720	600	23	1256	20	1384,7	301,8	4,59
720	700	20	1256	20	1208,3	301,8	4,00
530	600	17,5	654	20	771,4	157,1	4,91
530	700	16	654	20	707,1	157,1	4,50

стандартного ряду. При цьому було взято до уваги варіанти об'єднання двох або трьох резервуарів діаметром 720 мм і трьох або п'яти – діаметром 530 мм.

Відповідно до рекомендацій, наведених вище, розглядалися варіанти виконання резервуарів з допустимим тиском 10, 15 та 20 МПа. Для визначення дійсного значення кількості газу в резервуарах при різних тисках використано залежність коефіцієнта стисливості  $Z$  від тиску [4] за умов не перевищення температури газу 10 °С. За вказаних умов коефіцієнти стисливості відповідно становлять  $Z^{10} = 0,82$ ;  $Z^{15} = 0,76$ ;  $Z^{20} = 0,78$ .

При визначенні параметрів резервуарів високого тиску, а саме необхідної товщини їх стінки [5], розглядалися варіанти їх виготовлення із сталі з границею плинності  $\sigma_T = 600$  МПа та  $\sigma_T = 700$  МПа. Коефіцієнт запасу міцності приймався рівним  $n = 2$ . За розрахунковими значеннями товщин стінок підбиралися найближчі більші із стандартного ряду.

Для вибору оптимальних параметрів резервуарів виготовлених із безшовних труб стандартного ряду та відповідних їм сферичних днищ загальною довжиною 3,5 м нами використано показник питомої металоемності, тобто відношення маси резервуара до об'єму газу, що може транспортуватися в ньому за вказаних вище умов. Інформація, отримана за результатами проведених обчислень, зведена до таблиці 2. Значення питомої металоемності за різних тисків та діаметрів циліндричної частини при загальній довжині резервуарів 3,5 м зображено на діаграмі (рис. 4).

Аналізуючи отримані результати, необхідно відмітити, що майже постійною і відносно

низькою є питома металоемність резервуарів високого тиску, виготовлених із безшовних труб діаметром 720 мм за границі плинності матеріалу  $\sigma_T = 700$  МПа. Найбільш ефективними є варіанти виконання резервуарів із труб діаметром 720 мм з допустимим тиском 20 МПа та труб діаметром 530 мм з допустимим тиском 15 МПа. З врахуванням отриманих результатів розглянуто декілька варіантів комплектування блоків резервуарами оптимальної конструкції. Параметри блоків наведені в таблиці 3. Загальна маса блоків резервуарів, укомплектованих додатковим обладнанням, може збільшуватися на 10-15 % і залежить від кількості використаних балонів.

Отже, з допомогою розробленого обладнання може бути реалізоване автономне постачання газу споживачам з обсягами споживання до 900 м<sup>3</sup> на місяць шляхом одного завантаження. При цьому транспортування обладнання здійснюватиметься автотранспортом вантажопідйомністю до 4000 кг.

Розрахунок економічної ефективності запропонованого варіанту газопостачання віддалених пунктів ускладнюється фактом зростання вартості ПНГ, що постачається, у порівнянні із вартістю газу, який постачається газопроводом. Однак, в даному випадку, беручи до уваги умови постачання, а саме:

- віддаленість пунктів споживання;
- територіальна розкиданість об'єктів споживання;
- різні обсяги споживання газу окремими об'єктами споживання та ін.,
- можна провести оцінку шляхом порівняння основних капітальних витрат для можливих варіантів газопостачання. Для цього доцільно порівняти окремі показники з точки зору

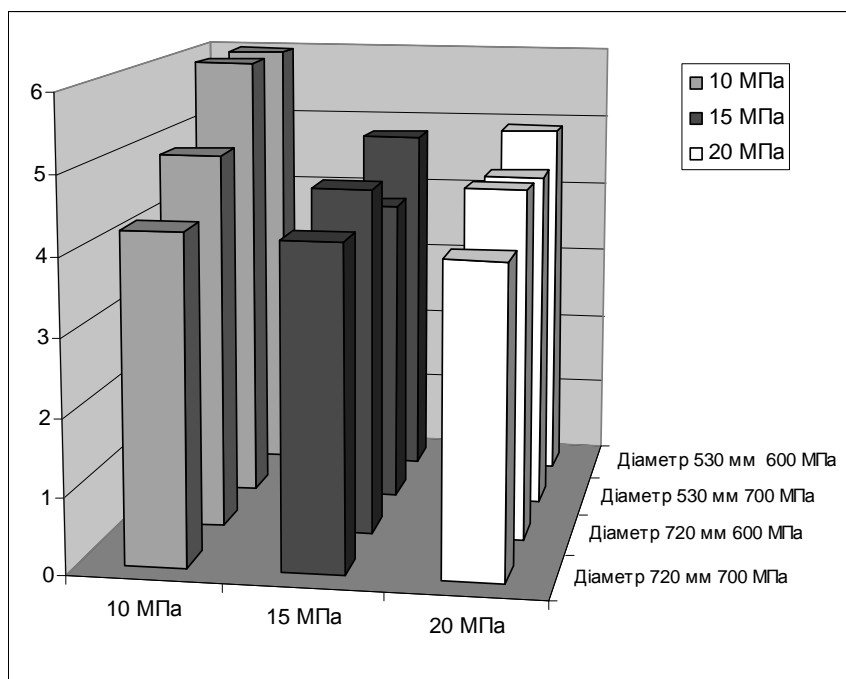


Рисунок 4 – Питома металоемність резервуарів високого тиску

Таблиця 3 – Характеристика блоків резервуарів високого тиску

Діаметр циліндричної поверхні, мм	Границя плинності матеріалу, МПа	Кількість резервуарів у блоці	Маса одного резервуара, кг	Робочий тиск, МПа	Маса оболку резервуарів, кг	Об'єм газу в балоні приведений до нормальних умов, м <sup>3</sup>	Сумарний об'єм газу приведений до нормальних умов, м <sup>3</sup>
720	700	2	1208,3	20	2416,6	301,8	603,6
720	700	3	1208,3	20	3624,9	301,8	905,4
530	700	3	490,2	15	1470,6	120,9	362,7
530	700	5	490,2	15	2451	120,9	604,5
530	700	3	707,1	20	2121,3	157,1	471,3
530	700	5	707,1	20	3535,5	157,1	785,5

переваг кожного з них. Вартість прокладання 1 км газопроводу із врахуванням умов гірської місцевості коливається на сьогоднішній день в межах 2,3 -2,8 млн.грн.

Запропонований в даній роботі варіант газопостачання вимагає додаткових капітальних вкладень на закупівлю сепараторів, АГНКС блокового виконання; транспортних засобів та резервуарів високого тиску.

Згідно з Російською газовою енциклопедією обґрунтування різних способів газопостачання населеного пункту у гірській місцевості, із врахуванням кількості і якості технічних засобів для кожного з варіантів, містить наступні відносні показники (табл. 4).

Навіть наближений розрахунок необхідних капіталовкладень доводить очевидну перевагу використання запропонованого варіанту постачання ПНГ.

Таблиця 4 – Показники витратного механізму для різних варіантів газопостачання віддалених гірських населених пунктів (у % до вартості газопроводу)

Статті витрат	Варіанти газопостачання	
	газопровід	постачання ПНГ
Капіталовкладення	100	43
Експлуатаційні витрати	100	85
Приведені витрати	100	90
Обслуговуючий персонал	100	10

Для оцінки переваг запропонованого способу постачання ПНГ слід чітко розмежувати споживацьку аудиторію на:



- крупних споживачів газу, такі як заклади туристичного обслуговування (900-4000 м<sup>3</sup>/міс. у зимовий період та 200-500 м<sup>3</sup>/міс. у літній період),

- дрібних споживачів газу, такі як індивідуальні господарства, обсяги споживання яких є відносно невеликі (300-500 м<sup>3</sup>/міс. у зимовий період та 50-100 м<sup>3</sup>/міс. у літній період).

Для забезпечення даних категорій споживачів ПНГ пропонується використання таких технічних засобів та способів постачання. Для крупних споживачів доцільно використовувати вище згадані контейнери з циліндричними резервуарами, ємність яких коливається від 2480 м<sup>3</sup> до 7315 м<sup>3</sup>, а їх застосування дозволяє одноразово забезпечити потребу в газі на 1-4 місяці у холодний період та 4-10 місяців у теплий. Таким чином, загальна кількість постачань становитиме в середньому 2-5 на рік і залежатиме від моделі використовуваного контейнера. Для дрібних споживачів прийнятним є варіант використання розроблених резервуарів високого тиску, модельний ряд яких забезпечує одноразове постачання газу обсягом від 362,7 до 905,4 м<sup>3</sup> газу. За таких умов разове постачання забезпечуватиме потреби в газі на 1-3 місяці у холодний період та 3-9 місяців – у теплий. Загальна кількість постачань одного об'єкта споживання становитиме 4-10 на рік.

Капіталовкладення передбачають витрату коштів на необхідну кількість контейнерів та резервуарів високого тиску, розрахунок окупності яких залежить від обсягів споживання газу. В даному випадку слід взяти до уваги той факт, що відпускна ціна газу в межах НГВУ «Надвірнанафтогаз» становить 250 грн./тис.м<sup>3</sup> при споживчому тарифі на газ близько 1000 грн./тис.м<sup>3</sup> та 4720 грн./тис.м<sup>3</sup> для підприємств сфери бізнесу, до якої відносяться і заклади туристичного обслуговування.

За даних умов реалізація газу споживчій сфері існуючим тарифом та бізнес сфері за тарифом, який може коливатись в межах 2000-2500 грн./тис.м<sup>3</sup> є економічно доцільною та виправданою, оскільки в межах різниці відпускної ціни на газ та реалізаційним тарифом на неї є можливість забезпечення окупності капіталовкладень, про які йшла мова раніше. Однак, знову ж таки слід наголосити на можливості нормативного терміну окупності капіталовкладень тільки за умови забезпечення масового споживання ПНГ при оптимальній системі організації постачання.

Окупність окремого варіанту постачання ПНГ можна продемонструвати на прикладі. Готельний комплекс з пропозицією 80-100 ліжок-місць споживає в середньому 4000 м<sup>3</sup>/місяць у холодний період та 600 м<sup>3</sup>/місяць у теплий період. Таким чином, сумарне споживання газу за рік становить близько 27600 м<sup>3</sup>. Із врахуванням різниці відпускної ціни та реалізаційного тарифу на рік грошовий обсяг коштів, направлений на окупність (за мінусом поточних витрат на обслуговування), становитиме близько 55000 грн. Таким чином, капіталовкладення на контейнер окупляться на 5-6 рік використання.

Чим більший заклад туристичного обслуговування і, відповідно, більший обсяг використання газу, тим менший період окупності контейнера.

Щодо дрібних споживачів ПНГ, то до уваги слід брати і фактор транспортних витрат, які супроводжують процес постачання. Сума транспортних витрат на 1 м<sup>3</sup> газу, що перевозиться, може бути розрахована наступним чином:

$$B_{mp} = \frac{S \times (W_{nep}^{завант} + W_{nep}^{холост})}{V}, \quad (2)$$

де  $B_{mp}$  – сума транспортних витрат на 1 м<sup>3</sup> газу, грн.;

$S$  – відстань перевезення пересувних резервуарів від АГНКС до пункту споживання, км;

$W_{nep}^{завант}$  – транспортний тариф для завантаженого транспорту, грн./км;

$W_{nep}^{холост}$  – транспортний тариф при «холостому» пробігу транспорту, грн./км;

$V$  – сумарний об'єм газу, який перевозиться транспортним засобом за один рейс, м<sup>3</sup>.

Транспортний тариф обирається відповідно до ситуації використання власного чи орендованого транспорту і включає: витрати на паливо, амортизацію, поточний ремонт та обслуговування транспортного засобу, заробітну плату водіїв, накладні витрати, а у випадку оренди вантажівки – ще й прибуток фірми-орендодавця.

Як приклад розглянемо варіант транспортування газу до споживача з середнім річним обсягом споживання 2600 м<sup>3</sup>. Обраний варіант резервуарів високого тиску із діаметром циліндрової поверхні 720 мм, граничною плинністю 700 МПа, робочим тиском 20 МПа, кількістю резервуарів у блоці 3, відповідно масою блоку резервуарів 3624,9 кг із сумарним об'ємом газу, приведеним до нормальних умов, 905,4 м<sup>3</sup>. Вибір такого типу обладнання дозволяє обмежити кількість поставок до 3 в рік. При використанні стандартного транспортного засобу вантажопідйомністю до 4000 кг (з можливістю перевезення 1 блоку резервуарів), обсяг споживання палива для якого становить 13,3 л/100 км, транспортний тариф коливатиметься від 2,6 до 3,5 грн./км. Приймавши для розрахунку середнє значення транспортного тарифу 3,1 грн./км, а відстань від АГНКС до об'єкту споживання НПГ 30 км, сума транспортних витрат при постачанні газу становитиме 0,21 грн./м<sup>3</sup>.

Оптимізація витратного механізму постачання ПНГ може бути досягнута шляхом використання власного транспорту нафтогазовидобувного управління з метою його довантаження, удосконалення існуючих конструкцій автомобільного транспорту або пошук аналогів, які забезпечують більшу вантажопідйомність. Такий варіант дозволить частково змінити маятниковий маршрут перевезень на кільцевий. Внаслідок цього частка постійних витрат у транспортному тарифі зменшиться, що в підсумку забезпечить зменшення частки транспортних витрат у собівартості поставленого ПНГ.

Висновки

За результатами проведених досліджень з врахуванням існуючих проектів облаштування систем збору і підготовки продукції свердловин та їх особливостей згідно умов Микуличинського родовища запропоновано шляхи вирішення проблем транспортування продукції свердловин, які характеризуються високим газовим фактором, до установки комплексної підготовки нафти. Цього досягається шляхом виділення ПНГ із газорідного потоку при мінімальних втратах тиску потоком рідини і з максимально можливою якістю відсепарованого газу та подальшого його використання з врахуванням потреб регіону відповідно до запропонованої схеми і з допомогою розробленого обладнання.

Також потрібно зробити висновок про економічну доцільність запропонованого способу постачання ПНГ. При цьому вибір параметрів резервуарів високого тиску необхідно здійснювати з врахуванням потреб споживачів та аналізу витратної складової з обов'язковим моментом оптимізації витрат. Для забезпечення високої ефективності запропонованих проектних рішень робота у даному напрямку потребує подальших досліджень, напрацювань та практичних розрахунків, які дозволять отримати достовірну їх оцінку.

Проте, на даному етапі можна стверджувати, що постачання газу згідно запропонованої схеми та з допомогою розробленого обладнання споживачам різних категорій за цінами, існуючими на сьогоднішній день в нашій державі, характеризуватиметься високою економічною ефективністю при реалізації проекту безпосередньо нафтогазовидобувним управлінням.

Література

1 Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: [учебное пособие] / Н.А. Сваровская. – Издательство ТПУ Томск, 2004. – 268 с.

2 Рачевский Б. С. Сжатый газ для сельских объектов / Б. С. Рачевский, И. И. Шишкин // Газовая промышленность. – 1993. – №11. – С. 34-35.

3 Рачевский Б.С. Целесообразность газификации сельских населенных пунктов сжатым природным газом от АГНКС / Б. С. Рачевский // Материалы научно-технического совета РАО "Газпром". Проблемы развития использования природного газа на транспорте. – М., 1996. – С. 54-58.

4 Гімер Р.Ф. Основи газової динаміки: [навчальний посібник] / Р.Ф. Гімер, П.Р. Гімер. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 228 с.

5 Феодосьев В.И. Сопротивление материалов / В.И. Феодосьев // Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1972. – 544 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
06.03.13*

*Рекомендована до друку  
професором Грудзом В.Я.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Зоценком М.Л.*

*(Полтавський національний технічний  
університет ім. Ю.Кондратюка, м. Полтава)*