

## АНАЛІЗ І МОДЕРНІЗАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ГУЦУЛІВСЬКОГО ГАЗОВОГО РОДОВИЩА

<sup>1</sup>В.І. Війтенко, <sup>2</sup>І.Ф. Концур, <sup>2</sup>М.М. Лях, <sup>2</sup>Т.І. Лютко, <sup>3</sup>О.В. Вацаєв

<sup>1</sup>ТОВ «НАДРАГАЗ» 04073, м. Київ, вул. Рилєєва, 10-А

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42171,  
e-mail: public@nuing.edu.ua

<sup>3</sup>ВАТ «ВЕРТЕКС-УКРАЇНА», 39500, Полтавська обл., м. Корнівка, тел. (053) 2654057,  
e-mail: zпрос@vertexua.com.ua

Обґрунтовано необхідність розробки і експлуатації родовищ з невеликими запасами нафти чи газу, а саме Гуцулівського газового родовища, яке розташоване в Косівському районі Івано-Франківської області. Відкриті дане родовище Калушким НГРЕ ДП «Західукргеологія».

Наведено геолого-технічну характеристику видобувних свердловин і технологічну схему обв'язки пункту збору та підготовки газу Гуцулівського газового родовища.

Описано технологічний процес і обладнання для видобування газу, починаючи від його очищення, осушення, одоризації, запобігання утворення гідратів і подачі через газопровід-відвід до магістрального газопроводу Яблунів-Вербовець.

Модернізація обладнання полягає у використанні нового сепаратора вихрового типу. Основною перевагою у відношенні до аналогічних конструкцій є значне збільшення його ефективності роботи, зменшення габаритних розмірів та металоемності.

Ключові слова: газове родовище, очищення і осушення газу, одоризація газу, сепаратор, абсорбер, пункт збору газу, магістральний газопровід.

Обоснована необходимость разработки и эксплуатации месторождений с небольшими запасами нефти или газа, а именно Гуцулиевского газового месторождения, которое расположено в Косовском районе Ивано-Франковской области. Открыла данное месторождение Калушская НГРЭ ДП «Западукргеология».

Приведена геолого-техническая характеристика добычных скважин, технологическая схема обвязки пункта сбора и подготовки газа Гуцулиевского газового месторождения.

Описано технологический процесс и оборудование для добычи газа, начиная от его очистки, осушки, одоризации, предупреждения образования гидратов и подачи по газопроводу-отводу в магистральный газопровод Яблунив-Вербовец.

Модернизация оборудования заключается в использовании нового сепаратора вихревого типа. Основным преимуществом по сравнению с аналогичными конструкциями-существенное увеличение его эффективности работы, уменьшение габаритных размеров и металлоёмкости.

Ключевые слова: газовое месторождение, очистка и осушка газа, одоризация газа, сепаратор, абсорбер, пункт сбора газа, магистральный газопровод.

The article deals with the reasoning of the development and operation of fields with small oil or gas deposits, mainly with the Hutsulivske gas field located in Kosiv District, Ivano-Frankivsk Region. This field has been discovered by Kalush Oil and Gas Exploratory Expedition of "Zakhidukrgeologia" subsidiary.

Geological and technical characteristics of productive wells and technological scheme of the Hutsulivske gas field pipeline system for gas collection and treatment are provided.

Technological process and equipment for gas production are described starting with its purification, dewatering, odorization, hydrates formation prevention and supply to the Yabluniv-Verbovets gas pipeline through the gas pipeline outlet.

Equipment modernization lies in the usage of new vortical separator. Its main advantage, in comparison with similar designs, is a considerable increase of its operative efficiency, decrease of external dimensions and specific metal quantity.

Key words: gas field, gas purification and dewatering, gas odorization, separator, absorber, gas collection point, main gas pipeline.

Україна недостатньо забезпечує себе нафтою і газом власного видобування. Через це є необхідність розробки і експлуатації родовищ з невеликими запасами нафти чи газу. Прикладом такого родовища є Гуцулівське газове родовище, яке розташоване в Косівському районі Івано – Франківської області. Очікувані видобувні запаси газу - 200 млн. м<sup>3</sup>.

Газ даного родовища - сухий, метановий з незначним вмістом води, конденсат і сірчисті сполуки відсутні. Пластовий тиск до 6,0 МПа, очікуваний видобуток газу- до 27 млн м<sup>3</sup>/рік.

На відстані 2 км від родовища (4 км від його центральної площадки) проходить магістральний газопровід Яблунів-Вербовець з тиском 3,5-4,5 МПа .

На родовищі пробурено кілька свердловин, з яких № 4 та № 11 дали промисловий приплив газу. Глибина свердловин відповідно 840 і 812 метрів.

В адміністративному відношенні Гуцулівське родовище знаходиться в Косівському районі Івано-Франківської області, а в тектонічному – в межах Івано-Франківської підзони зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Площа родовища складає 68 км<sup>2</sup>.

Згідно проекту з метою пошуків і розвідки газових покладів передбачалось пробурити 21 свердловину з проектними глибинами 550 - 1350 м і загальним метражем 18120 м. Перспективними рахувались склепінні пластові тектонічно-екрановані поклади в сарматських, баденських, карпатських, верхньокрейдових і верхньоюрських відкладах.

При бурінні свердловин відбирався керновий матеріал і проводився повний комплекс промислово-геофізичних досліджень. Перспективні горизонти випробовувались як в процесі буріння, так і стаціонарно.

В результаті проведення пошуково-розвідувальних робіт відкрито Гуцулівське газове родовище у верхньобаденських відкладах. Уточнено геологічну будову родовища.

Буріння на Гуцулівському (Гцл) родовищі здійснено Калуським НГРЕ ДП "Західукргеологія". Промислово-геофізичні дослідження проводились Прикарпатською експедицією ГДС ДГП "Укргеофізика". Визначення фізичних параметрів порід, аналізи проб води і газу, а також обробка та узагальнення геолого-геофізичних матеріалів проводились в тематичній партії ДП "Західукргеологія".

За геологічним проектом пошуково-розвідувального буріння планувалося пробурити 2 групи свердловин. Перша група мала дати відповідь на перспективи міоценових та мезозойських відкладів. До неї відноситься тільки свердловина №1 з проектною глибиною 1350 м.

Другу групу свердловин було запроєктовано на розкриття баденських і карпатських відкладів глибиною 550–1000 м (№ 2 – 21).

Всього на родовищі пробурено 6 свердловин: 4 за рахунок держбюджету і 2 за інвестиційні кошти. Продуктивними виявилися свердловини 1-, 4-, 11-Гцл.

Пошукова свердловина 1-Гцл закладена в склепінній частині структури з метою пошуків газу в неогенових, крейдових і юрських відкладах. Її проектна глибина – 1350 м, проектний горизонт – юрські відклади. Бурилась свердловина в 2000 р. Фактична глибина – 1170 м. Вона пробурена без ускладнень технічного порядку. При бурінні застосовувався розчин з густиною 1,12–1,15 г/см<sup>3</sup>. В процесі буріння свердловини проводилися дослідження випробовувачем пластів на трубах (ВПТ) і отримані наступні результати:

559–648 м – приплив води,  
 $Q_v = 2,5 \text{ м}^3/15 \text{ хв.};$

854–927 м – приплив газу,  
 $Q_g = 17 \text{ тис. м}^3/\text{добу};$

927–972 м – припливу пластового флюїду не отримано;

1051–1085 м – приплив води,  
 $Q_v = 5,5 \text{ м}^3/70 \text{ хв.};$

1115–1170 м – приплив води,  
 $Q_v = 5,2 \text{ м}^3/25 \text{ хв.}$

При випробуванні в експлуатаційній колоні інтервалу 851–876 м (перфорація ПКС-80 – 12 отв./1 п.м) в надгіпсовій частині верхнього бадену було отримано 31,97 тис.м<sup>3</sup>/добу газу (діаметр штуцера 8,2 мм). Пластовий тиск на глибині 863,5 м становив 6,33 МПа, пластова температура – 27°C.

Таким чином, свердловиною 1-Гцл відкрито Гуцулівське газове родовище в верхньобаденських відкладах.

Свердловину згідно з "договором про спільну діяльність" № 161 ТзОВ "Укренерго", було передано в оренду і в грудні 2005 р. введено в дослідно-промислову експлуатацію (ДПЕ). При проведенні досліджень у 2006 р. під час ДПЕ виявилось, що після відбору 150 тис. м<sup>3</sup> газу пластовий тиск у свердловині знизився з 6,33 МПа до 2,35 МПа, а дебіт склав 2,28 тис. м<sup>3</sup>/добу на 4,0 мм штуцері. У зв'язку із падінням тиску в газовому горизонті та його обводненням, свердловину виведено із ДПЕ.

З метою розвідки газового покладу, виявленого свердловиною 1-Гцл і пошуків нових покладів у баденських і крейдових відкладах було закладено в 2000 р. свердловину 8-Гцл. Буріння проводилось буровим розчином густиною 1,12 – 1,20 г/см<sup>3</sup> без технічних ускладнень.

На даний час свердловину 8-Гцл залишено як спостережну.

В 2001 р. забурена свердловина 2-Гцл, яка досягнувши вибою 894 м розкрила відклади сармату, бадену, а також верхньої крейди. Свердловину пробурено без ускладнень з глинистим розчином густиною 1,15–1,19 г/см<sup>3</sup>.

При випробуванні верхньокрейдових відкладів в свердловині 8-Гцл, яка знаходиться гіпсометрично вище від свердловини 2-Гцл, при ВПТ отримано розгазований розчин, а в колоні притоку не отримано. Тому було прийнято рішення не розкривати крейдові і юрські відклади.

Свердловина 11-Гцл закладена в 750 м на північний захід від продуктивної свердловини 1-Гцл. Свердловину пробурено до глибини 812 м (верхня крейда) без технічних ускладнень (проектна глибина 900 м).

В процесі буріння свердловини проводилися дослідження ВПТ в інтервалах:

480–531 м – приплив пластової води,  
 $Q_v = 2,2 \text{ м}^3/30 \text{ хв.};$

700–752 м – приплив газу,  
 $Q_g \approx 50 \text{ тис. м}^3/\text{добу}, R_{пл} = 6,11 \text{ МПа.}$

В експлуатаційній колоні випробувано один об'єкт в інтервалі 702–749 м (косівська світа), де отримано приплив газу дебітом 41,26 тис. м<sup>3</sup>/добу на штуцері 7,05 мм. На глибині 725,5 м пластовий тиск складає 5,91 МПа, пластова температура – +27°C.

Таблиця 1 – Геолого-технічна характеристика видобувних свердловин

№№ з/п	Параметри	Одиниця виміру	Свердловини	
			11-Гцл	4-Гцл
1	Глибина	м	812	840
2	Штучний вибій	м	753	774
3	Конструкція:			
	направлення 324 мм	м	5	22
	кондуктор – 245×219 мм	м	241	243
	експл. колона – 146 мм	м	756	789
4	Інтервал перфорації	м	702-711	708-710
			720-749	731-738 747-753 756-765
5	Кількість отворів на 1 п. м.	отв.	12	18
6	Глибина спуску НКТ	м	700,93	706,8
7	Діаметр НКТ	мм	73	73
8	Колонна головка, тип		ОКК1-14-146×245	
9	Фонтанна арматура		АФЗ- 14×65	
10	Параметри роботи на кінець 2012 р.			
	Пластовий тиск,	МПа	4,08	5,52
	Депресія	-- // --	0,90	3,1
	Тиск на затрубному просторі	-- // --	1,77	0,88
	Дебіт свердловини	тис. м <sup>3</sup> /добу	22,4	4,2

За останнє випробування в 2009 р. у свердловині 11-Гцл отримано приплив газу дебітом 23,22 тис. м<sup>3</sup>/добу на 8,19 мм штуцері.

Пізніше знаходилась в бурінні за інвестиційні кошти свердловина 4-Гцл, яка закладена в 750 м на північний захід від свердловини 11-Гцл.

Свердловина 4-Гцл досягла глибини 840 м (при проектній 1000 м) і була припинена бурінням як така, що розкрила проектний горизонт; 146 мм експлуатаційну колону спущено на глибину 840 м.

З інтервалів 815–840 м при випробуванні ВПТ припливу не було отримано. Стационарно випробувано об'єкт в інтервалі 708–710 м, 731–738 м, 747–753 м, 756–765 м. Отримано приплив газу дебітом 4,45 тис. м<sup>3</sup>/добу на 4,03 штуцері. На теперішній час свердловина знаходиться у ДПЕ.

Всі свердловини обсаджено 146 мм експлуатаційними колонами зацементованими до устя.

В свердловинах проведено повний комплекс промислово-геофізичних досліджень.

Аналіз дослідно-промислової експлуатації свердловин свідчить, що поклади Гуцулівського родовища розробляють на газовому режимі без вторгнення пластових вод у газоносну частину.

У процесі експлуатації свердловин в газопроводі і шлейфах виявлено незначну кількість води. На основі аналізу їх експлуатації і лабораторного дослідження фізико-хімічної характеристики води встановлено, що із покладу ви-

добувалася техногенна вода, яка використовувалася для глушіння свердловин на час їхньої консервації та фільтрат промивальних рідин.

Геолого-промислово характеристика експлуатаційних свердловин наземного і підземного обладнання наведено в таблиці 1. Як видно із фактичних даних, на родовищі застосовується відносно проста конструкція свердловин.

Перфорація продуктивних відкладів здійснювалася перфораторами типу ПКС-80 зі щільністю 12 отворів на погонний метр. Міжколонні тиски та газопрояви не зафіксовані. Свердловини обладнані насосно-компресорними трубами (НКТ) зовнішнім діаметром 73 мм. Глибина опускання НКТ на 1–5 м вище верхніх отворів інтервалу перфорації.

Устя свердловин обладнані колонними головками типу ОКК1-140 – 146 × 245 та фонтанною арматурою – АФЗ – 14×65 на робочий тиск, що перевищує максимальні статичні і робочі тиски на свердловинах.

Сірководень у природному газі родовища відсутній, вуглекислого газу 1,00 об'ємних %. При існуючих термодинамічних умовах хімічна корозія підземного і наземного обладнання практично відсутня. Проте, стосовно хімічної корозії обладнання за рахунок атмосферного повітря та вологи, то для її попередження труби і промислове обладнання відповідним чином ізолювані або пофарбовані.

При існуючих термобаричних умовах експлуатації свердловин накопичується незначний об'єм конденсаційної води, яка видаляється шляхом періодичного продування.

Таблиця 2 – Вихідні дані для експлуатації Гуцулівського газового родовища

Показники	Одиниці виміру	Значення
1. Сумарний видобуток газу	тис. м <sup>3</sup> /рік	25000
2. Кількість свердловин	од.	2
3. Пластовий тиск (початковий)	МПа	5,2
4. Статичний тиск (початковий)	МПа	4,8
5. Робочий тиск (початковий)	МПа	4,2
6. Температура газу	°С	
а) пластова		27
б) на усті свердловини		10-11
7. Компонентний склад газу	% об.	
Метан		94,9002
Етан		0,5407
Пропан		0,0372
Бутан		0,0124
Пентан		0,0015
Азот		3,4300
Гелій		0,0060
Водень		0,0460
Двоокис вуглецю		0,3000
Кисень		0,7260
8. Відносна густина газу	-	0,5639
9. Кількість води на усті	м <sup>3</sup> /рік	
а) мінімальна		105
б) максимальна		200
10. Тип пластової води	-	гідрокарбонатно-натрієва
11. Мінералізація	2/1	2,93

Вихідні дані, які необхідні для експлуатації Гуцулівського газового родовища, зведено в табл. 2.

В даній статті розкрито питання збору, комплексної підготовки газу, з подачі його в магістральний газопровід Яблунів - Вербовець та утилізації пластової води.

Газ від свердловин № 4-Гцл і № 11-Гцл по викидних газопроводах (шлейфах) поступає на газорозподільну гребінку пункту збору і підготовки газу (ПЗПГ) (рис. 1).

Конструкція гребінки дає можливість:

-вирівнювати тиск регулюючими вентилями від обидвох підключених свердловин перед подачею на сепарацію;

-подавати метанол з бачка Б-1 шляхом передавлювання в лінію підключення кожної свердловини перед регулюючими вентилями для попередження гідратуутворення;

-здійснювати продування свердловин і шлейфів на свічку розсіювання через розширювальну камеру РК або через газосепаратор С-1;

-направляти газ з обидвох свердловин через робочий колектор в сепаратор С-1, а в перспективі по чергово направляти газ з однієї свердловини через замірний колектор в сепаратор ЗС.

З гребінки газ поступає в сепаратор С-1, в якому очищується від вільної вологи і механічних домішок [1, 2].

Після сепаратора, попередньо очищений газ направляється на компресорну установку для підвищення тиску газу до робочого тиску в магістральному газопроводі Яблунів-Вербовець. Технологічною схемою передбачаємо можливість байпасування компресорної установки.

Відсепарований газ поступає в нижню частину насадкового абсорбера А-1 установки осушення газу [3]. Піднімаючись вгору по апарату через секцію регулярної насадки, газ контактує з розчином диетиленгліколю (ДЕГ) концентрації 97%, який поглинає з газу надлишок вологи [1].

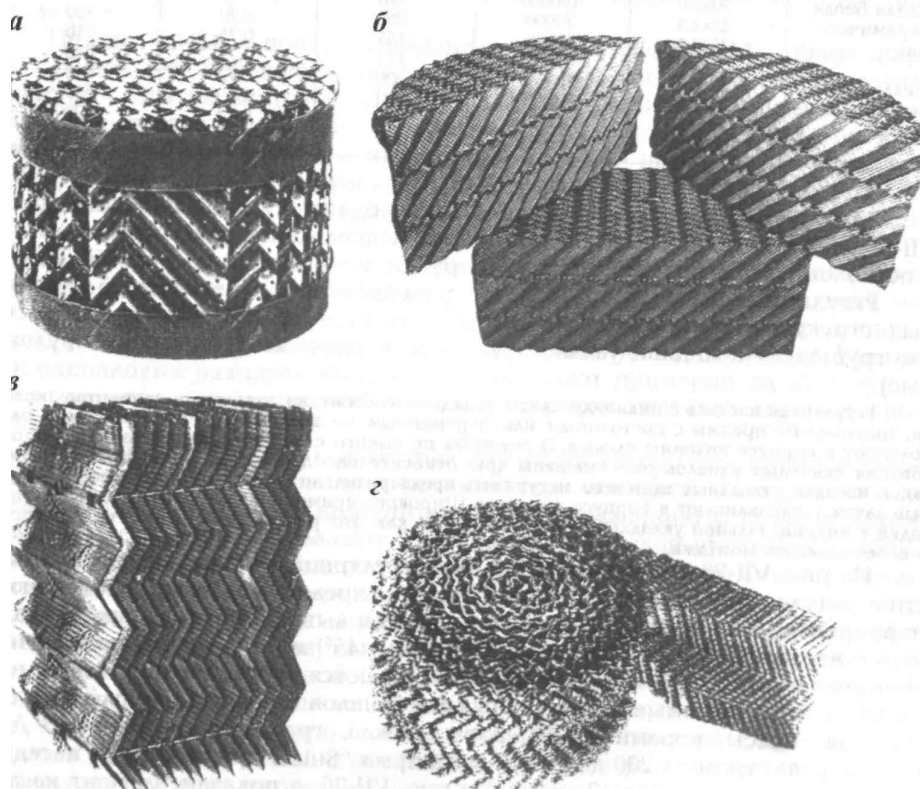
У абсорбері для здійснення процесу масообміну використовуються регулярні насадки, які порівняно з іншими видами масообмінних насадок мають ряд переваг, а саме [6]:

- малий гідравлічний опір;
- високу продуктивність;
- підвищену ефективність;
- мінімальні втрати рідини з газом;
- великий вільний об'єм;
- високу міцність;
- саморозподіл рідини і газу.

На рисунку 2 зображено конструкції регулярних масообмінних насадок.

Насичений ДЕГ концентрації 94% проходить через трубний простір теплообмінника Т-1 і поступає на регенерацію у випарну колону ВК-1.





а – насадка Меллапак; б – насадка Інталлокс; в – насадка Ваку-пак; г – насадка Панченкова

**Рисунок 2 – Конструкції регулярних масообмінних насадок**

Тепло, необхідне для регенерації, підводиться в колону нагрітим у підігрівачі П-1 потоком частково регенованого ДЕГу. Цей потік забирається насосом Н-2 з закритого відсіку кубової частини випарної колони ВК-1, прокачується через змійовик підігрівача П-1 і у вигляді парорідинної суміші подається під глуху тарілку ВК-1.

Рідка фаза з високим вмістом гліколю (до 97%) зливається в кубову частину колони, звідти насосом Н-2 прокачується через теплообмінник Т-1 і збирається в ємності Є-1. Регенований ДЕГ з ємності Є-1 насосом Н-1 подається на зрошення насадочного абсорбера А-1.

Насадочні абсорбери одержали найбільше застосування в промисловості [7]. Ці абсорбери (рис.3) являють собою колони, заповнені насадками, твердими тілами різної форми. В насадочних колонах забезпечується кращий контакт оброблюваних газів з абсорбентом, ніж в пустотілих розпилювачах, завдяки чому інтенсифікується процес масопередачі і зменшуються габарити очисних пристроїв.

В насадочній колоні 1 (рис. 3, а, б) насадка 3 встановлюється на опорні решітки 4, що мають отвори або щілини для проходження газу і стікання рідини, яка доволі рівномірно зрошує насадку 3 з допомогою розподілювача 2 і стікає по поверхні насадочних тіл у вигляді тонкої плівки вниз. Насадку завантажують в колону секціями висотою в чотири-п'ять діаметрів (але не більше 3...4 м. в кожній секції), а між секціями (шарами насадки) встановлюють перерозподілювачі рідини 5 (рис.3, б), які призначені

для направлення рідини від периферії колони до її осі.

Очищений і осушений в насадочному абсорбері А-1 газ заміряється, одоризується і по газопроводу-відводу з максимальним тиском  $P=4,6$  МПа поступає в магістральний газопровід Яблунів - Вербовець.

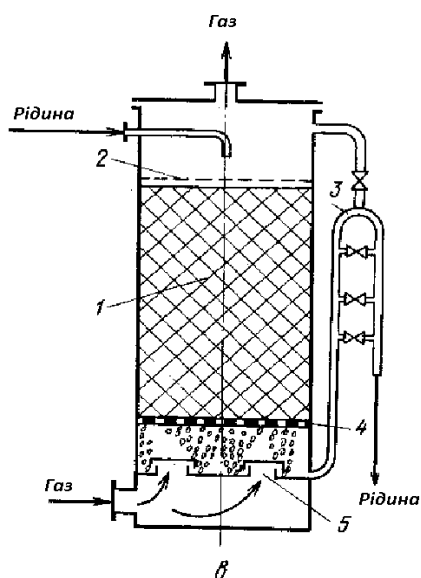
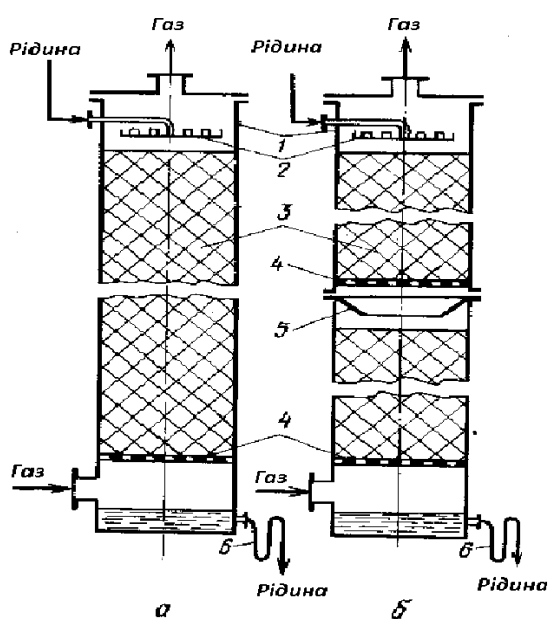
Для підтримання заданого тиску після регуляторів та захисту сепаратора від перевищення тиску встановлено запобіжні клапани, а для стравлювання газу з апаратів та трубопроводів у випадку їх ремонту передбачено ручну запірну арматуру.

Продування свердловин і шлейфів проводиться через розширювальну камеру РК або сепаратор С-1 на свічку розсіювання Св.1. На свічку Св. 2 приймаються викиди від апаратів, які працюють під тиском вище 0,3 МПа, на свічку Св. 3 - викиди під тиском до 0,3 МПа.

Пластова вода з вмістом метанолу з сепаратора С-1 і абсорбера А-1 установки осушення газу скидається в підземну ємність Є-4, з якої в міру наповнення вивозиться автоцистернами, обладнаними насосом.

Скинені з запобіжного клапана установки осушення газу, дренажні стоки (в т.ч. і аварійні зливи) з установки осушення газу направляються в резервуар підземної установки Є-3, з якого зануреним насосом Н-2 повертаються в систему осушення газу або відкачуються на вивезення.

Поповнення системи свіжим ДЕГом здійснюється з автоцистерни насосом Н-1 через фільтр Ф-1.



а – із суцільним шаром насадки;  
 б – із секційним завантаженням насадки;  
 1 – корпус; 2 – розподільвач рідини; 3 – насадка;  
 4 – опорні решітки; 5 – перерозподільвач рідини;  
 6 – гідравлічні засувки; в – емульгаційна насадочна колона: 1 – насадка; 2 – сітка фіксуюча;  
 3 – гідравлічна засувка; 4 – опорна решітка;  
 5 – розподільвач газу

**Рисунок 3 – Схеми насадкових абсорберів**

Бачок Б-1 наповнюється метанолом з витратної ємності метанолу ЄМ шляхом передавлювання газом низького тиску ( $P=0,3$  МПа). Ємність ЄМ періодично заповнюється з автоматичної.

Вибір основного та допоміжного обладнання проведено на підставі розрахунків за вихідними даними. Все вибране обладнання має резерв за продуктивністю, що дає змогу (в перспективі) підключити ще ряд свердловин.

Передбачено абсорбційне осушення газу диетиленгліколем.

Осушення газу здійснюється на комплексно - блочному модулі, до якого входять:

- блок технологічний;
- блок насосний;
- блок підігрівача.

Заповнення витратної ємності ДЕГу, розміщеної в технологічному блоці, здійснюється через зливний фільтр Ф-1 насосом Н-1.

Вхідний газосепаратор С-1 (ГС-500-6,3) призначений для очищення газу від вільної пластової води і механічних домішок. «Сирий» газ поступає в апарат через радіальний штуцер входу на відбійну пластину для часткового відділення великих крапель рідини і механічних домішок газу. Далше газ направляється на відцентрові сепараційні елементи тарілки, де за рахунок відцентрових сил кінцево очищається і виводиться з сепаратора.

Рідина і механічні домішки збираються на сепараційній тарілці по зливних трубах поступають в секцію збору рідини і скидаються з апарата.

На секції рідини передбачено встановлення рівнеміра. Для попередження замерзання пластової води в сепараторі днище сепаратора обігривається змійовиком. З метою зменшення втрат тепла нижня частина сепаратора (до вхідного штуцера) теплоізолюється.

Відсепарований і осушений газ після заміру підлягає одоризації. Для одоризації газу використовується етил меркаптан в кількості 16 г на 1000 м<sup>3</sup> газу.

Газ одоризується в залежності від витрати за допомогою інжекційної системи одоризації. З метою скорочення трубопроводів подачі одоранту, установку одоризації (пневматична панель) розміщено біля вузла вводу одоранту.

До складу обладнання для одоризації газу входять:

- витратна ємність Є-2 надземної установки;
- ємність нейтралізації парів одоранту ЄН;
- інжекційна система одоризації для автоматичної подачі одоранту в газопровід.

Ємність Є-2 є одночасно і ємністю для зберігання одоранту, тому що витрата одоранту незначна через невеликий об'єм підготовлюваного газу.

Заповнення ємності Є-2 проводиться тільки закритим способом шляхом передавлювання одоранту з контейнера або бочок газом  $P=0,3$  МПа за допомогою гумових рукавів довжиною до 10 м, які підключаються до трубопроводів кранами і штуцерами.

Система запобігання утворенню гідратів складається з наступного обладнання:

- метанольних бачків з вузлами вводу метанолу;
- витратної ємності метанолу.

Метанольні бачки з вузлами вводу призначені для подачі метанолу на устя свердловин і в газопроводи перед вузлами дооселювання газу для попередження гідратоутворення. До установки прийнято метанольні бачки Б-1, які встановлено на устях свердловин та на газорозподільній гребінці.

Для зберігання свіжого метанолу прийнята ємність ЄМ. Об'єм ємності для метанолу ЄМ прийнято, виходячи з умови повного опорожнення автоцистерни по доставці метанолу на ПЗПГ. Ємність встановлюється під навісом, на огороженій сіткою і обгородженій площадці.

Підземна ємність Є-4 служить для збору пластової води з метанолом та її дегазації. Газ розгазування скидається на свічку розсіювання, а пластова вода з відробленим метанолом вивозиться автоцистернами в міру наповнення ємності.

Час наповнення ємності залежить як від продуктивності ПЗПГ, так і від винесення пластової води з свердловини.

Підземний резервуар відпрацьованого ДЕ-Гу Є-3 служить для приймання викидів з запобіжного клапана, а також дренажних стоків, в т.ч. аварійних, з вмістом ДЕГу з усіх апаратів і рівнемірних пристроїв установки осушення ДЕГу.

Резервуар укомплектований вертикальним зануреним насосом Н-2 для відкачування рідини з резервуара.

На «дихальній» трубі резервуара встановлено вогнеперешкоджувач.

Гази від запобіжних клапанів, а також від продування апаратів, трубопроводів, свердловин скидаються на свічки розсіювання.

На свічку Св. 1 скидається газ продування свердловин і шлейфів. Продування ведеться через розширювальну камеру РК або сепаратор С-1.

Розширювальна камера періодично спорожняється від пластової води в підставну тару, а з сепаратора С-1 - в підземну ємність Є-4. Опоорожнення розширювальної камери в ємність Є-4 неможливе через перепад геодезичних відміток обидвох площадок. Діаметри продувальних трубопроводів і свічок розсіювання розраховані на максимальні аварійні викиди від запобіжних клапанів, виходячи з того, що гідравлічні втрати в них не повинні перевищувати 0,05 МПа.

Обв'язка устя виконана на розрахунковий тиск 10 МПа, що також перевищує початковий статичний тиск. В обв'язці свердловин на початку шлейфа передбачено встановити клапан - відсікач, який автоматично відключає свердловину при недопустимому підвищенні або пониженні тиску в шлейфі.

Для здійснення процесу збору, підготовки та транспорту газу [8] передбачено наступні трубопроводи:

- технологічні (площадки збору, сепарації і осушення газу);
- шлейфи від свердловин до ділянки ПЗПГ;
- газопровід-відвід до магістрального газопроводу Яблунів і Вербоваць.

Як з'єднувальні деталі трубопроводів застосовуються сталеві приварні деталі трубопроводів на тиск до 10 МПа.

Для автоматичного регулювання рівня в сепараторах схемою передбачено можливість застосування перекирвальної арматури з пневмо- або електроприводом.

Прокладання трубопроводів передбачено, переважно, надземно на естакадах на висоті не менше 0,35 м до низу труб. В місцях проходження виробничих установок трубопроводи прокладено на висоті 2,2 м.

Трубопроводи підлягають гідравлічному випробуванню на міцність та щільність. Перед проведенням гідравлічного випробування проводиться врізання конструкцій під прилади КІА.

Зварні з'єднання трубопроводів підлягають контролю фізичними методами.

Шлейфи прокладені від двох існуючих свердловин № 4-Гцл і №11-Гцл.

Модернізація обладнання для розробки Гуцулівського газового родовища полягає у заміні або доповненні старого сепараційного обладнання на нове, а саме використання нового вдосконаленого сепаратора вихрового типу.

Основне призначення конструкції сепаратора, зображеного на рисунку 4, відділення крапельної вологи та механічних домішок від газового потоку. Основною перевагою по відношенню до аналогічних конструкцій є значне збільшення ефективності роботи сепаратора. Додатковою перевагою є зменшення габаритних розмірів та металоемності апарата.

Сепаратор газовий (рис.4), вихрового типу [9] складається із вертикального циліндричного корпусу 1, верхнього 2 та нижнього 3 днищ, вхідного 4, вихідного 5 та зливного 6 патрубків, дефлектора 7 із відбиваючою пластиною, жорстко закріпленої в корпусі горизонтальної перегородки 9, сепараційного пакета 10, уявного днища 11 та направляючих конфузурів 12.

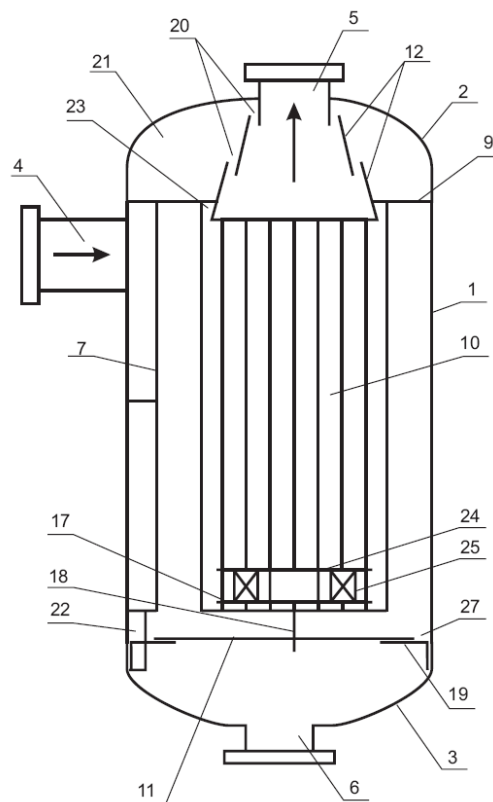


Рисунок 4 – Конструкція вдосконаленого газового сепаратора вихрового типу



Вхідний патрубок 4 розташовано нижче горизонтальної перегородки та жорстко закріплений в циліндричному корпусі із зміщенням так, що його вісь лежить в площині поперечного перерізу корпусу та не перетинає вісь корпусу.

Дефлектор розташований поблизу вхідного патрубка та призначений для формування обертового (вихрового) руху газового потоку всередині сепаратора. Дефлектор також попереджає поступлення газового потоку в осьову зону сепаратора без його попереднього розділення. Внутрішня стінка корпусу 1, дефлектор 7 та відбиваюча пластина утворюють уловлюючу кишеню. Кишеня призначена для відводу із вихрового потоку рідини та механічних домішок, що притиснуті відцентровою силою до внутрішньої стінки корпусу сепаратора та їх транспортування в нижню накопичувальну ємність сепаратора.

Зливний патрубок 6 розміщений в нижньому днищі 3 сепаратора.

Сепараційний пакет 10 має циліндричну форму та містить плоскі вигнуті сепараційні пластини, розташовані в його утворюючій поверхні. Плоскі вигнуті пластини жорстко закріплені в верхній частині до горизонтальної перегородки 9, а в нижній – до осьового диску 17. Палець 18 жорстко закріплений одним кінцем до диску 17. Другим кінцем палець розташовано без зазору в отворі уявного днища 11, що розташований із зазором у корпусі сепаратора та жорстко закріпленого в кількох місцях по периметру до корпусу 1 із допомогою Г-подібних пластин 19. При цьому сепараційний пакет 10 розташований в осьовій зоні сепаратора так, що вісь сепараційного пакету паралельна вісі циліндричного корпусу сепаратора та зміщена відносно неї.

У верхній частині корпусу сепаратора розташовано конусоподібні направляючі конфузори 12. Конфузори розташовані співвісно із сепараційним пакетом та вихідним патрубок, розміщені один над одним із частковим перекриттям.

Нижній конфузор розташований у вихідному отворі горизонтальної пластини 9. Верхній конфузор розташований під вихідним патрубок 5 та частково перекриває його. В зоні взаємного перекриття та перекриття із вихідним патрубок конфузори 12 утворюють кільцеві зазори 20, розміщені назустріч рухові газового потоку та призначені для відводу плівкової рідини із поверхні конфузоров у верхню накопичувальну камеру 21.

Сепаратор також містить вертикальну дренажну трубку 22, розташовану в кишені. Один кінець дренажної трубки розташований в дренажному отворі горизонтальної пластини 9, а інший кінець розташований під уявним днищем 11.

У верхній частині сепараційного пакета 10 між нижньою зовнішньою поверхнею нижнього конфузора 12 та внутрішньою поверхнею верхньої частини плоских вигнутих пластин утворено кільцевий зазор, який разом із ниж-

ньою поверхнею горизонтальної перегородки 9 сформував кишеню – уловлювач 23.

Над нижнім осьовим диском 17 розташовано верхній осьовий диск 24, з'єднаний із ним за допомогою радіальних пластин 25. Пластини 25 також призначені для виключення обертового руху газового потоку нижче місця їх розташування.

Газовий сепаратор вихрового типу працює наступним чином.

Газ підводять в апарат через вхідний патрубок 4. Установка вхідного патрубка, що зміщений по горизонталі відносно осьової лінії корпусу сепаратора, дає змогу утворити ковзаючий удар по дефлектору 7.

Дефлектор 7 плавно змінює напрямок руху газу та формує вихровий рух навколо сепараційного пакета.

В просторі, утвореним стінкою корпусу та сепараційним пакетом із газового потоку виділяється основна маса рідини та механічних домішок. Краплі рідини та механічні домішки відкидаються відцентровою силою на стінки корпусу сепаратора та під дією гравітаційних сил рухаються вздовж цієї стінки по падаючій спіралі входу руху газового потоку. Частина рідини та механічних домішок попадає при цьому в уловлюючу кишеню та стікає по її стінках вниз до уявного днища. Досягаючи площини уявного днища, рідина та механічні домішки проходять через кільцевий зазор 27 між корпусом та уявним днищем та транспортуються до зливного патрубка.

Мілкодисперсна крапельна рідина, що не осіла на стінці корпусу сепаратора, потрапляє у зовнішню поверхню плоских вигнутих пластин та транспортується газовим потоком через щілинні канали на їх внутрішню поверхню. Спускаючись по внутрішній поверхні пластин, крапельна рідина наблизившись до нижньої кромки цих пластин зісковзує з них та потрапляє на поверхню уявного днища, звідки через кільцевий зазор 27 між корпусом та уявним днищем транспортується до зливного патрубка.

Обертаючись в напрямку газового потоку, невідсепарована плівкова рідина захвачується кишенею – уловлювачем 23 (її зовнішній діаметр більше зовнішнього діаметра сепараційного пакета) та, продовжуючи свій обертовий рух в напрямку газового потоку, та притиснута до горизонтальної перегородки, під дією відцентрової сили притискається до верхньої внутрішньої частини пластин. Після накопичення в кишені – уловлювачі достатньої кількості рідини, вона під дією сили ваги стікає вниз по пластинах і далі транспортується на уявне днище 11, а потім до зливного патрубка.

Більш легка рідинна плівка, що залишилась і не затримана кишенею – уловлювачем, поступає разом із вихідним газовим потоком у зону вихідних конфузоров. Рухаючись у напрямку газового потоку вгору по поверхні конфузоров плівкова рідина потрапляє в зазори 20, звідки вона транспортується в верхню накопичувальну камеру 21. Накопичена в камері 21

## Література

рідина під дією гравітаційних сил відводиться через дренажну трубку в нижню частину сепаратора, а звідти до зливного патрубку. Газовий сепаратор вихрового типу не потребує особливого обслуговування, він надійний в роботі при нестабільних вхідних потоках.

Одним із напрямків використання такої конструкції газового сепаратора є модернізація застарілого сепараційного обладнання. Суть такого способу модернізації полягає у заміні внутрішніх елементів гравітаційних сепараторів та пілоуловлювачів на газовий сепаратор вихрового типу. При цьому вмонтований всередину сепаратор не є посудиною, що працює під тиском, а розглядається контролюючими органами лише як внутрішній сепараційний елемент. Одночасно із цим, корпус сепаратора, що модернізується продовжує виконувати свої основні функції. Сепаратор загалом продовжує працювати в штатному режимі без зміни технологічної об'язки апарата.

Виконані економічні розрахунки свідчать, що розробка і експлуатація родовища є економічно доцільною і рентабельною.

Подальші дослідження полягають у пошуку нових шляхів вдосконалення існуючого сепараційного обладнання, а саме можливості переналаштування сепаратора в автоматичному режимі на ефективне розділення багатоконпонентних сумішей.

1 Мильштейн Л.М. Нефтегазопромысловая сепарационная техника: справочное пособ. / Л.М. Мильштейн, С.И. Бойко, Е.П. Запорожец. – М.: Недра, 1992. – 236 с.

2 Синайский Э.Г. Разделение двухфазных многокомпонентных смесей в нефтегазопромысловом оборудовании / Э.Г. Синайский. – М.: Недра, 1990. – 272 с.

3 Коротаев Ю.П. Подготовка газа к транспорту / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко. – М.: Недра, 1973. – 240 с.

4 Петрухин В.В. Справочник по газопромысловому оборудованию / В.В. Петрухин, С.В. Петрухин. – М.: Недра, 2010. – 384 с.

5 Александров И.А. Ректификационные и абсорбционные аппараты. Методы расчета и основы конструирования. Издание 2-е, переработанное. – М.: Химия, 1971. – 296 с.

6 Насадки массообменных аппаратов для нефтепереработки и нефтехимии. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1983. – 48 с.

7 Жданова Н. В. Осушка углеводородных газов / Жданова Н. В., Халиф А.Л. – М.: Химия, 1984. – 192 с.

8 Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: «Недра-Бизнесцентр». 2002. – 880 с.

9 Юр'єв Е.В. Удосконалення нафтогазового сепараційного обладнання газорідинних сумішей: дис. ... канд.техн.наук: 05.05.12 / Юр'єв Едуард Володимирович. – Івано-Франківськ, 2011. – 186 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
21.11.13*

*Рекомендована до друку  
професором **Копеєм Б.В.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Тарабарінович П.В.**  
(НДПІ ПАТ «Укрнафта», м. Івано-Франківськ)*