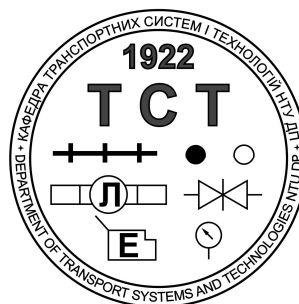


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



## **ПРОЦЕСИ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ**

**Методичні рекомендації бакалаврам  
спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та  
технології» до виконання практичних робіт  
з дисципліни «Процеси підземного зберігання вуглеводнів»**

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2018

Ширін Л.Н. Процеси підземного зберігання вуглеводнів. Методичні рекомендації бакалаврам спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» до виконання практичних робіт з дисципліни / Л.Н. Ширін, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаєв, С.Є. Барташевський; нац. гірн. ун-т, каф. трансп. сист. і техн. – Д., : НГУ, 2018. – 36 с.

Автори:

Л.Н. Ширін, докт. техн. наук, професор;

Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доцент;

В.О. Расцветаєв, канд. техн. наук, доцент

С.Є. Барташевський, канд. техн. наук, доцент

Затверджено до видання редакційною радою Державного ВНЗ «НГУ» (протокол № 5 від 03.05.2018) за поданням науково-методичної комісії спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 4 від 27.06.2018).

Подано методичні вказівки до виконання практичних робіт з дисципліни «Процеси підземного зберігання вуглеводнів». Викладено матеріал, який допоможе активізувати виконавчий етап пізнавальної діяльності студентів під час виконання практичних робіт та самостійного вивчення дисципліни.

Призначено для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

Відповідальний за випуск завідувач кафедри транспортних систем і технологій, докт. техн. наук, професор Л.Н. Ширін.

## ЗМІСТ

	Передмова.....	4
1	Конструкція свердловин.....	6
2	Типові схеми, конструкції та умови експлуатації фонтанних арматур.....	10
3	Типові схеми, конструкцій та умови експлуатації запірних та регулюючих пристроїв арматури фонтанних, газліфтних та нагнітальних свердловин.....	13
4	Обґрунтування вибору основного обладнання для експлуатації свердловини.....	18
5	Методика розрахунку тривалості роботи експлуатаційної колони свердловини.....	22
	Додатки.....	24
	Бібліографічний список.....	35

## ПЕРЕДМОВА

Паливно-енергетичний комплекс України, як і більшості розвинутих країн світу, є складною системою матеріального виробництва, сукупністю багатьох підсистем, що охоплюють видобуток, перетворення, розподіл, зберігання та споживання енергоносіїв. Особливе місце належить газовій промисловості. Для України, котра посідає 15 місце в світі за обсягом видобування газу, а за його споживанням її випереджають тільки Росія та США, найважливішим завданням на найближчі роки залишається забезпечення споживачів природним газом у достатній кількості. Зрозуміло, що видобуваючи щорічно близько 20 млрд. м<sup>3</sup> власного газу, а споживаючи значно більші об'єми (до 80 млрд. м<sup>3</sup> газу), потрібно нарощувати резерви газопостачання та розвивати газотранспортну систему з одночасною диверсифікацією джерел.

Існують наступні шляхи створення таких резервів: залучення додаткових потужностей у систему газовидобування і розбудова мережі підземних сховищ газу (ПСГ) поблизу основних газо-споживаючих центрів. Потенційні ресурси газу в Україні ще досить значні (7072,7 млрд. м<sup>3</sup>) і при належному фінансуванні дозволили б стабілізувати видобування газу. Однак цей шлях у світовій практиці вважають менш раціональним. ПСГ дозволяють нівелювати екстремальні періоди споживання газу шляхом видобування тієї кількості, якої не вистачає, чи нагнітанням надлишку газу в підземелля. Це дає змогу забезпечити роботу газотранспортної системи протягом року з продуктивністю близької до номінальної. Таким чином, створення ПСГ стало головним резервом виробничих потужностей у газовій галузі України.

Активна ємність підземних сховищ газу України є другою у Європі, що дає можливість надавати європейським країнам послуги з підземного зберігання газу.

Україна володіє потужною газотранспортною системою, яка складається з 37,6 тис. км газопроводів різного призначення та продуктивності, 73 компресорних станцій із 110 компресорними цехами, 1607 газорозподільних станцій, 13 підземних сховищ газу загальною ємністю за активним газом понад 32 млрд. м<sup>3</sup> та об'єктів інфраструктури.

Для підтримання високо функціональної газотранспортної системи необхідно формувати рівнонадійну структуру в усіх її ланках: пласт – свердловина – компресорна станція – газопровід.

В склад устьового обладнання свердловини входять колонна головка, за допомогою котрої об'язують обсадні колони в процесі буріння, а в процесі експлуатації вона виконує функції основи для установки фонтанної арматури, яка залишається на свердловині на весь час експлуатації.

Колонні головки підбирають з урахуванням максимального тиску пласта, очікуваного при бурінні наступного за обсадженим інтервалу свердловини.

Обладнання устя складається з нижньої, проміжної – першої, другої колон після яких приєднується хрестовик трубної головки.

Практичне заняття – форма навчальної роботи, де викладач організує для студентів детальний розгляд окремих теоретичних положень навчальної дисципліни.

Результати навчання відповідно до робочої програми дисципліни «Процеси підземного зберігання вуглеводнів» полягають у вирішенні ситуативних навчальних задач, подібні до тих, які фахівець може зустріти в своїй діяльності:

BP2.1-2.14 – створювати елементи технології видобутку, транспортування та зберігання вуглеводних енергоносіїв;

Тематика практичних занять відповідає запланованим результатам навчання. Рекомендації містять приклади вирішення перелічених завдань та відповідні індивідуальні завдання для студентів.

Теми практичних занять:

### **1. Конструкція свердловин**

Призначення, основні параметри і конструкція свердловин. Побудова суміщеного графіку тисків і розробка конструкції свердловини.

### **2. Типові схеми, конструкції та умови експлуатації фонтанних арматур**

Обладнання для експлуатації свердловини фонтанним способом, схема натурального зразка фонтанної ялинки, Шифр фонтанної арматури.

### **3. Типові схеми, конструкцій та умови експлуатації запірних та регулюючих пристроїв арматури фонтанних, газліфтних та нагнітальних свердловин**

Запірні та регулюючі пристрої арматур фонтанних, газліфтних та нагнітальних свердловин, схема натурального зразка запірною або регулюючого пристрою, принцип його роботи та навести технічні параметри.

### **4. Обґрунтування вибору основного обладнання для експлуатації свердловини**

Обладнання для експлуатації свердловини фонтанним способом. Розрахунок основного обладнання експлуатаційної свердловини та рівня граничної обводненості.

### **5. Методика розрахунку тривалості роботи експлуатаційної колони свердловини**

Розрахунок тривалості роботи експлуатаційної колони свердловини для відповідних гірничо-геологічних умов.

Практичні заняття оцінюються якістю виконання контрольної роботи або індивідуального завдання експертним методом з використанням загальних критеріїв стосовно оцінювання рівня сформованості знань та умінь.

Якщо індивідуальне завдання не передбачено робочою програмою, то практичне заняття оцінюється якістю виконання контрольної роботи.

# ПРАКТИЧНА РОБОТА 1

## КОНСТРУКЦІЯ СВЕРДЛОВИН

**Мета роботи** – ознайомитись з призначенням, основними параметрами і конструкцією свердловин. Навчитись будувати суміщений графік тисків і розробляти конструкцію свердловини.

### 1.1. Прилади та інструменти

1. Плакати з конструкціями свердловин та їх елементів.
2. Вимірювальні прилади: лінійка, штангенциркуль.
3. Відповідна нормативно-технічна та довідникова інформація.

### 1.2. Короткі теоретичні відомості

#### Порядок розробки конструкції свердловини

1. Визначається кількість обсадних колон і глибини їхнього спуска. Для цього будують суміщений графік зміни пластового тиску, тиску гідророзриву порід і гідростатичний тиск стовпа бурового розчину в координатах глибина – еквівалент градієнта тиску. Виходячи з принципу сумісності умов буріння на графіку знаходять зони кріплення свердловини, що і визначають кількість обсадних колон у даній конструкції свердловини і глибини їхнього спуска.

Приклад побудови суміщеного графіку тисків і конструкції свердловини наведений в табл. 1.1.

2. Вибирають діаметри обсадних колон і доліт, висоту підйому тампонажного розчину. Діаметри обсадних колон і доліт вибирають знизу нагору, починаючи з експлуатаційної колони.

3. Діаметр долота для буріння під експлуатаційну колону дорівнює

$$D_d^o = D_m + 2\delta$$

де  $D_m$  – зовнішній діаметр муфти колони обсадних труб;  $\delta$  – величина зазору між муфтою і стінками свердловини.

Величина зазору  $\delta$  залежить від діаметра і типу з'єднань обсадних труб, стану свердловини і її кривизни, величини виходу з під башмака попередньої колони. У залежності від діаметра обсадних труб рекомендуються наступні значення  $\delta$  (табл. 1.2).

Таблиця 1.2

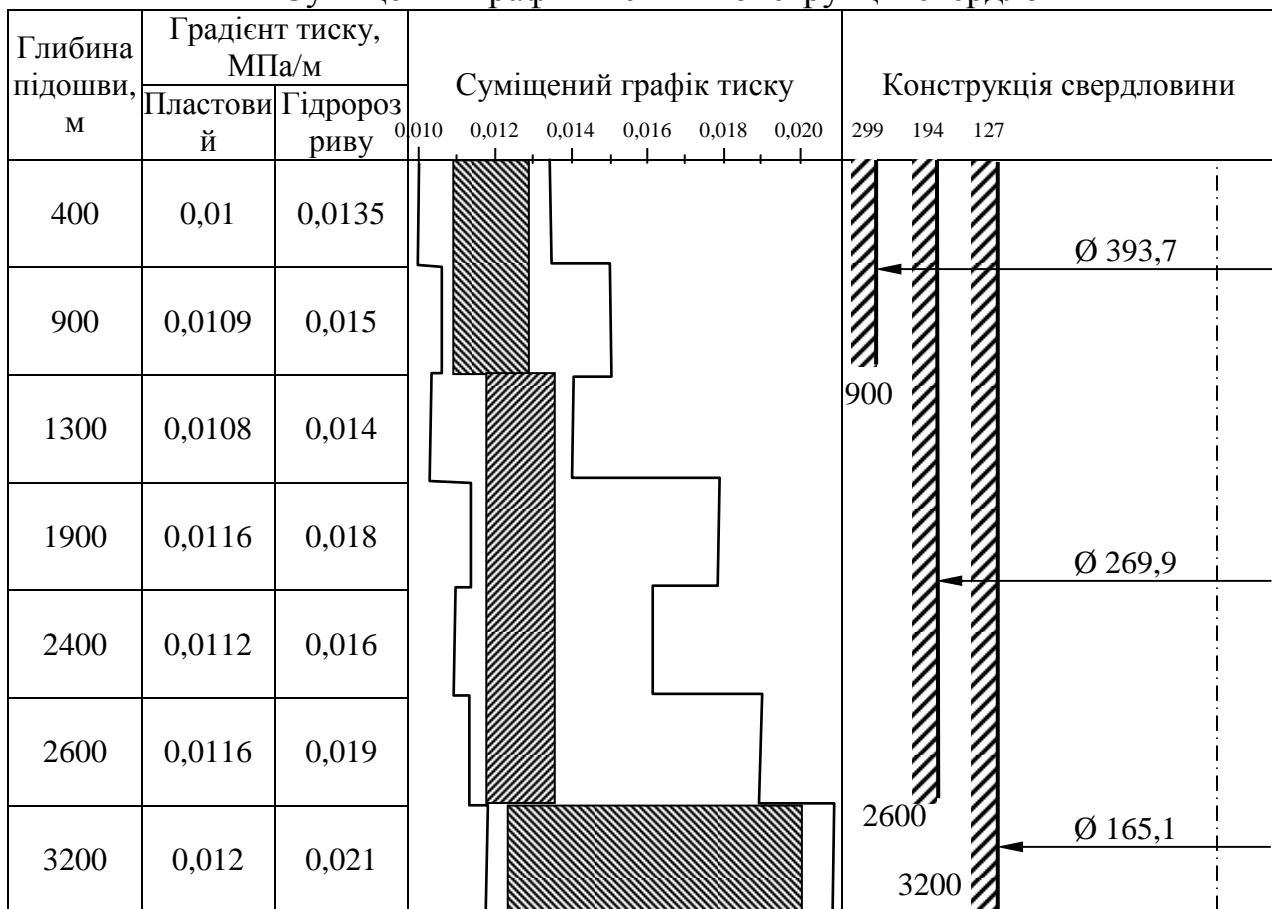
Зовнішній діаметр обсадної колони, мм	114-127	140-168	178-245	273-299	324-351	377 і більш
Зазор, мм	5-15	10-15	10-30	15-30	20-40	25-50

Знаючи розрахункову величину  $D_d$ , визначають найближче більше значення діаметра долота за ДСТ.

4. Визначають внутрішній діаметр попередньої обсадної колони, виходячи з того, що різниця між внутрішнім діаметром попередньої колони і діаметром долота повинна бути 6-8 мм, тобто  $D_b = D_d + (6\div 8)$

Таблиця 1.1

Суміщений графік тисків і конструкція свердловини



Після цього встановлюють по таблицях зовнішній діаметр попередньої колони і діаметр з'єднуючих муфт до неї.

5. Знаючи діаметр попередньої колони, визначають по вище приведений методиці діаметр долота для буріння під цю колону.

У такий спосіб проводять розрахунки поки не дійдуть до шахтного напрямку.

6. Діаметр напрямку вибирають таким, щоб різниця між його зовнішнім діаметром і діаметром долота для буріння під кондуктор була 50-100 мм.

### 1.3. Зміст роботи

1. Короткі відомості про конструкцію свердловини.
2. Методика розробки конструкції свердловини.
3. Індивідуальне завдання на тему «Побудувати суміщений графік тисків і розробити конструкцію свердловини» для вихідних даних згідно табл. 1.3.
4. Висновки

### Рекомендована література до практичної роботи 1

1. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк И.М. Типовые задачи и расчеты в бурении. – М.: Недра, 1982.
2. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: Підручник. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004.

Таблиця 1.3

Вихідні данні для побудови суміщеного графіку тисків і розробки конструкції свердловини

Інтервал глибин	Гradient тисків, МПа/м		Інтервал глибин	Гradient тисків, МПа/м		Інтервал глибин	Гradient тисків, МПа/м		Інтервал глибин	Гradient тисків, МПа/м	
	Пластовий	Гідророзриву		Пластовий	Гідророзриву		Пластовий	Гідророзриву		Пластовий	Гідророзриву
1 варіант			2 варіант			3 варіант			4 варіант		
0-440	0,0100	0,0120	0-350	0,0106	0,0122	0-200	0,0100	0,0122	0-550	0,0104	0,0128
440-850	0,0106	0,0128	350-700	0,0107	0,0125	200-600	0,0102	0,0124	550-780	0,0112	0,0132
850-1300	0,0121	0,0142	700-1400	0,0115	0,0131	600-1100	0,0116	0,0134	780-1060	0,0122	0,0142
1300-1650	0,0123	0,0147	1400-1900	0,0117	0,0143	1100-1350	0,0118	0,0136	1060-1320	0,0126	0,0146
1650-2000	0,0125	0,0150	1900-2600	0,0114	0,0138	1350-1680	0,0124	0,0138	1320-1500	0,0130	0,0152
2000-2350	0,0128	0,0151	2600-3300	0,0118	0,0142	1680-1850	0,0122	0,0142	1500-1880	0,0134	0,0146
2350-2800	0,0132	0,0153	3300-3900	0,0126	0,0140	1850-2200	0,0124	0,0150	1880-2460	0,0138	0,0160
2800-3200	0,0140	0,0180	3900-4500	0,0132	0,0152	2200-2600	0,0136	0,0170	2460-3000	0,0150	0,0180
$d_{\text{ЭК}} = 114 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 146 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 168 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 127 \text{ мм}$		
5 варіант			6 варіант			7 варіант			8 варіант		
0-400	0,0102	0,0124	0-380	0,0101	0,0125	0-150	0,0103	0,0130	0-800	0,0104	0,0130
400-650	0,0105	0,0122	380-750	0,0103	0,0128	150-550	0,0106	0,0130	800-1500	0,0120	0,0150
650-1250	0,0111	0,0135	750-1160	0,0108	0,0132	550-820	0,0122	0,0150	1500-1860	0,0125	0,0152
1250-1710	0,0128	0,0140	1160-1440	0,0122	0,0140	820-1130	0,0126	0,0157	1860-2540	0,0146	0,0170
1710-2220	0,0114	0,0130	1440-1700	0,0126	0,0148	1130-1650	0,0128	0,0163	2540-2850	0,0126	0,0156
2220-2810	0,0120	0,0138	1700-1990	0,0132	0,0152	1650-1900	0,0132	0,0170	2850-3700	0,0130	0,0160
2810-3400	0,0124	0,0152	1990-2350	0,0138	0,0160	1900-2110	0,0156	0,0192	3700-4400	0,0136	0,0170
3400-4000	0,0146	0,0186	2350-2700	0,0153	0,0178	2110-2900	0,0164	0,0196	4400-5500	0,0155	0,0190
$d_{\text{ЭК}} = 146 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 127 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 140 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 168 \text{ мм}$		
9 варіант			10 варіант			11 варіант			12 варіант		
0-250	0,0105	0,0134	0-420	0,0101	0,0133	0-180	0,0102	0,0129	0-570	0,0100	0,0140
250-630	0,0105	0,0132	420-930	0,0104	0,0138	180-650	0,0105	0,0129	570-890	0,0102	0,0140
630-850	0,0110	0,0138	930-1320	0,0112	0,0142	650-1230	0,0107	0,0130	890-1350	0,0125	0,0150
850-930	0,0114	0,0144	1320-1680	0,0120	0,0144	1230-1780	0,0109	0,0131	1350-2040	0,0130	0,0160
930-1370	0,0120	0,0152	1680-2270	0,0125	0,0153	1780-2360	0,0123	0,0145	2040-2610	0,0134	0,0168
1370-1680	0,0128	0,0155	2270-2730	0,0131	0,0160	2360-3120	0,0125	0,0150	2610-3090	0,0114	0,0144
1680-2200	0,0133	0,0158	2730-3360	0,0136	0,0170	3120-3730	0,0128	0,0155	3090-3670	0,0116	0,0138
2200-2840	0,0138	0,0166	3360-3880	0,0144	0,0175	3730-4100	0,0142	0,0169	3670-4520	0,0135	0,0170
$d_{\text{ЭК}} = 114 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 140 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 127 \text{ мм}$			$d_{\text{ЭК}} = 146 \text{ мм}$		
13 варіант			14 варіант			15 варіант			16 варіант		
0-270	0,0104	0,0128	0-630	0,0103	0,0133	0-180	0,0106	0,0128	0-490	0,0102	0,0142
270-540	0,0106	0,0130	630-1360	0,0108	0,0135	180-590	0,0106	0,0135	490-870	0,0122	0,0160
540-1160	0,0113	0,0140	1360-2090	0,0111	0,0142	590-860	0,0112	0,0140	870-1360	0,0125	0,0165
1160-2230	0,0117	0,0150	2090-2830	0,0113	0,0142	860-1170	0,0108	0,0143	1360-1940	0,0127	0,0170



2230-2790	0,0122	0,0150	2830-3750	0,0125	0,0150	1170-1830	0,0125	0,0140	1940-2530	0,0110	0,0132
2790-3110	0,0125	0,0160	3750-4330	0,0129	0,0155	1830-2210	0,0128	0,0150	2530-2850	0,0112	0,0128
3110-3650	0,0120	0,0155	4330-4770	0,0145	0,0188	2210-2550	0,0130	0,0160	2850-3420	0,0116	0,0144
3650-4320	0,0145	0,0170	4770-5130	0,0148	0,0190	2550-2890	0,0145	0,0180	3420-3880	0,0136	0,0160
d <sub>ЭК</sub> = 140 мм			d <sub>ЭК</sub> = 146 мм			d <sub>ЭК</sub> = 114 мм			d <sub>ЭК</sub> = 127 мм		
17 вариант			18 вариант			19 вариант			20 вариант		
0-360	0,0101	0,0128	0-240	0,0100	0,0141	0-590	0,0103	0,0136	0-380	0,0104	0,0133
360-870	0,0106	0,0136	240-680	0,0103	0,0142	590-1330	0,0107	0,0142	380-660	0,0104	0,0137
870-1530	0,0110	0,0144	680-1120	0,0119	0,0150	1330-1980	0,0109	0,0144	660-1090	0,0109	0,0141
1530-1990	0,0114	0,0152	1120-1830	0,0125	0,0152	1980-2590	0,0112	0,0138	1090-1640	0,0112	0,0143
1990-2610	0,0118	0,0160	1830-2290	0,0133	0,0150	2590-3080	0,0130	0,0155	1640-2170	0,0116	0,0145
2610-3080	0,0132	0,0178	2290-2770	0,0137	0,0154	3080-3640	0,0132	0,0160	2170-2830	0,0128	0,0156
3080-3450	0,0146	0,0182	2770-3340	0,0146	0,0182	3640-4220	0,0134	0,0165	2830-3460	0,0143	0,0177
3450-3950	0,0150	0,0188	3340-3720	0,0150	0,0186	4220-4870	0,0150	0,0188	3460-3880	0,0148	0,0180
d <sub>ЭК</sub> = 114 мм			d <sub>ЭК</sub> = 168 мм			d <sub>ЭК</sub> = 140 мм			d <sub>ЭК</sub> = 146 мм		
21 вариант			22 вариант			23 вариант			24 вариант		
0-290	0,0105	0,0139	0-420	0,0102	0,0132	0-240	0,0106	0,0128	0-380	0,0101	0,0130
290-560	0,0104	0,0142	420-830	0,0105	0,0134	240-470	0,0104	0,0130	380-770	0,0104	0,0132
560-1210	0,0107	0,0146	830-1090	0,0107	0,0138	470-810	0,0110	0,0134	770-1450	0,0108	0,0142
1210-1730	0,0109	0,0150	1090-1460	0,0112	0,0140	810-1240	0,0114	0,0138	1450-1940	0,0112	0,0144
1730-2350	0,0125	0,0168	1460-1830	0,0116	0,0142	1240-1550	0,0118	0,0140	1940-2510	0,0118	0,0140
2350-2770	0,0128	0,0165	1830-2260	0,0120	0,0150	1550-1830	0,0124	0,0150	2510-2960	0,0126	0,0146
2770-3190	0,0133	0,0162	2260-2590	0,0154	0,0188	1830-2310	0,0128	0,0156	2960-3530	0,0130	0,0152
3190-3560	0,0148	0,0183	2590-2870	0,0158	0,0186	2310-2660	0,0148	0,0178	3530-3780	0,0150	0,0176
d <sub>ЭК</sub> = 127 мм			d <sub>ЭК</sub> = 114 мм			d <sub>ЭК</sub> = 168 мм			d <sub>ЭК</sub> = 140 мм		

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 2

### ТИПОВІ СХЕМИ, КОНСТРУКЦІЇ ТА УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ФОНТАННИХ АРМАТУР

**Мета роботи** – ознайомитись з призначенням, основними параметрами і типовими схемами фонтанних арматур (АФ), що випускаються згідно діючого стандарту. Навчитись складати шифр фонтанної арматури залежно від її схеми, конструкції, способу керування засувками, умовного проходу, тиску, кліматичного виконання і корозійної стійкості.

#### 2.1. Прилади та інструменти

4. Натурні зразки засувки.
5. Плакати з конструкціями фонтанних арматур та їх елементів.
6. Вимірювальні прилади: лінійка, штангенциркуль.

#### 2.2. Короткі теоретичні відомості

Фонтанна арматура складається із фонтанної ялинки і трубної обв'язки, вона монтується на колонній обв'язці експлуатаційної свердловини і збирається по одній із схем, передбачених відповідним стандартом, яким регламентується шість типових схем для експлуатації фонтанних свердловин та дві типові схеми ялинок (триїнкова і хрестова) для експлуатації нагнітальних свердловин (рис. 2.1).

Шифр фонтанної арматури залежно від її схеми, конструкції, способу керування засувками, умовного проходу, тиску, кліматичного виконання і корозійної стійкості може включати від дев'яťох і більше буквених і цифрових позначень.

Повний шифр фонтанної арматури (ГОСТ 13846-74) умовно представляється у вигляді

$$АФХ_1Х_2Х_3 - Х_4Х_5Х_6Х_7,$$

де А – арматура; Ф – фонтанна;

Х<sub>1</sub> – конструктивне виконання:

– з фланцевими з'єднаннями – без позначення (найбільш поширене);

– підвіска піднімальної колони на різьбленні перевідника голівки труби –

К;

– підвіска піднімальної колони на муфті в трубній голівці – без

позначення;

– для експлуатації свердловин УЭЦН – Э;

Х<sub>2</sub> – номер схеми арматури: при дворядній концентричній підвісці до номера схеми добавляється літера «а»;

Х<sub>3</sub> – спосіб керування засувками:

– вручну – без позначення;

– дистанційно й автоматично – В;

– автоматично – А;

Х<sub>4</sub> – прохід у мм за ГОСТ 13846-74.

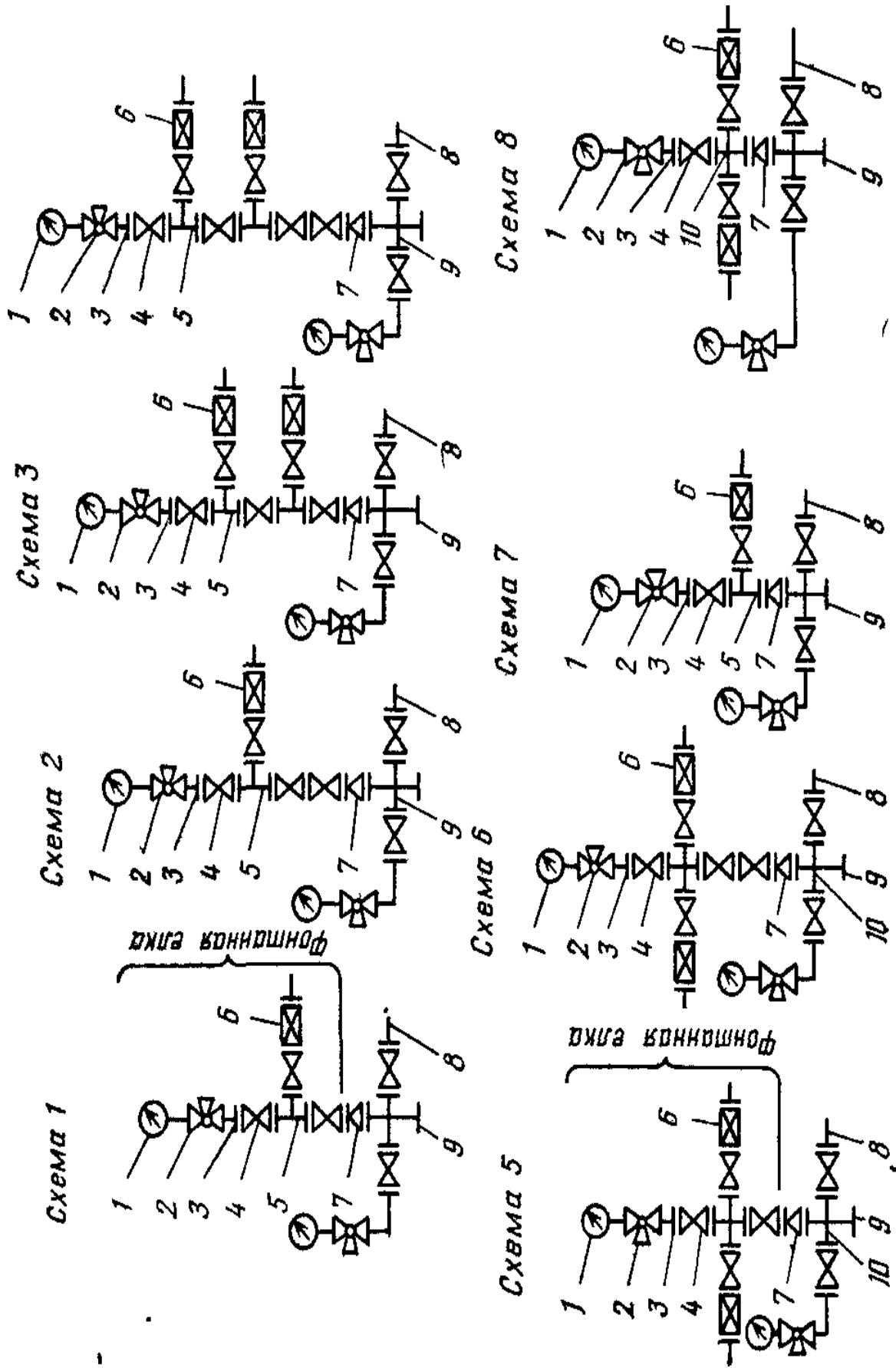


Рис. 2.1. Типові схеми фонтанної арматури

1 – манометр; 2 – вентиль; 3 – буферний фланець під манометр; 4 – запірний пристрій; 5 – трійник; 6 – дросель; 7 – перевідник трубної голівки; 8 – відповідний фланець; 9 – труба; 10 – хрестовина ялинки.

Коли умовні проходи стовбура ялинки і її бічних труб відрізняються, цифрове позначення вказують через дріб.

$X_5$  – робочий тиск в МПа;

$X_6$  – кліматичне виконання за ГОСТ 15150–69:

для помірної кліматичної без позначення;

для помірної і холодної кліматичних зон–ХЛ;

$X_7$  – виконання по корозійній стійкості:

для звичайних без позначення; для середовищ, що містять:

до 6%  $CO_2$  – К1;

до 6%  $H_2S$  і  $CO_2$  – К2;

до 25%  $H_2S$  и  $CO_2$  – К3.

**Приклад.** Фонтанна арматура з підвіскою насосно–компресорних труб на різьбленні перевідника трубної голівки, виготовлена за схемою № 6 із дистанційним керуванням засувок, з умовним проходом по стовбуру 80 мм на робочий тиск 35 МПа для корозійного середовища з утриманням  $H_2S$  і  $CO_2$  до 6 %, має наступне позначення: **АФК6В – 80×35К2**

Те ж для арматури, але з муфтовою підвіскою двох рядів труб і бічного відводу струни діаметром 65 мм:

**АФ6аВ – 80/65×35К2.**

### 2.3. Зміст роботи

1. Короткі відомості про обладнання для експлуатації свердловини фонтанним способом.
2. Індивідуальне завдання.
3. Схема натурального зразка фонтанної ялинки.
4. Шифр фонтанної арматури.
5. Висновки

### Рекомендована література до практичної роботи 2

1. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984, 464 с.
2. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.Н. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 550 с.
3. Молчанов Г.В. Нефтепромысловые машины и механизмы: учебник / Г.В. Молчанов, Л.Г. Чичеров. – М.: Недра, 1983. – 308 с.
4. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.
5. Пивняк Г.Г. Подземные газохранилища в отработанных угольных шахтах: учебное пособие / Г.Г. Пивняк, Н.А. Дудля, Я. Семек и др. – Д.: Национальный горный университет, 2008. – 240 с.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА №3

### ТИПОВІ СХЕМИ, КОНСТРУКЦІЙ ТА УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЗАПІРНИХ ТА РЕГУЛЮЮЧИХ ПРИСТРОЇВ АРМАТУРИ ФОНТАННИХ, ГАЗЛІФТНИХ ТА НАГНІТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

**Мета роботи** – ознайомитись з призначенням, основними параметрами, типовими схемами та принципом дії запірних та регулюючих пристроїв, що застосовуються а арматурі фонтанних, газліфтних та нагнітальних свердловин. Вивчити способи дистанційного керування засувками, та типи приводів, котрі застосовуються при цьому. Навчитись підбирати той чи інший тип засувки залежно від умов експлуатації.

#### 3.1. Прилади та інструменти

1. Натурні зразки засувок, кранів, змінні штуцери та вентиля різних типів.
2. Вимірвальні прилади: лінійка, мікрометр, штангенциркуль.
3. Відповідна нормативно–технічна та довідникова інформація.

#### 3.2. Короткі теоретичні відомості

До запірних пристроїв відносяться засувки і крани для перекриття чи відкривання каналів арматури і маніфольда, до регулювальних – змінні штуцери і вентиля для зміни дроселюванням витрати пластової рідини чи газу. Залежно від схеми фонтанної арматури чи маніфольда число запірних пристроїв в ялинці і трубній голівці може складати 10 – 12, а в маніфольді – 15 – 20 засувок чи кранів. Аналогічні запірні пристрої використовуються в арматурі газліфтних і нагнітальних свердловин.

Запірні пристрої – засувки і крани застосовуваних у фонтанній арматурі типів широко використовуються в устаткуванні майже для всіх технологічних процесів і операцій під час видобутку нафти і газу.

Найбільш складні умови експлуатації запірних пристроїв спостерігаються при їхньому використанні у фонтанній арматурі фонтануючих свердловин. Запірні пристрої фонтанної арматури знаходяться під впливом високого тиску (до 70 – 100 МПа), пропускають через себе до декількох тисяч тонн пластової рідини чи мільйонів кубометрів газу, котрі часто містять в собі агресивні середовища ( $H_2S$  і  $CO$ ), абразив, сильно мінералізовану воду. Іноді температура пластової рідини сягає 200–250°C, а температура навколишнього середовища –50°C. Тому до роботи запірних пристроїв висуваються досить жорсткі вимоги, а саме: здатність витримувати необхідний тиск і забезпечувати при цьому герметичність запору, пропускати потік рідини чи газу з мінімальною втратою напору, зберігати працездатність при наявності агресивних середовищ й абразиву, при високих і низьких температурах, бути оперативними в керуванні, мати мінімальну метало–ємність.

Принципові схеми основних запірних і регулювальних пристроїв відрізняються способом ущільнення. Ефект ущільнення **клинової засувки** забезпечується за рахунок розпірного зусилля клина–шибера, що притискається

до гнізд каналів засувки. Однак засувки цього типу мають ряд серйозних недоліків: непрямочність потоку рідини чи газу, виникнення завихрень, змивання шиберу у відкритому положенні рідиною. Тому засувки з клиновим шибером створюють великі гідравлічні опори, а довговічність омиваного потоком рідини чи газу у відкритому положенні шиберу і гнізда мала. Недолік засувки – складність забезпечення герметичності контакту поверхонь клин – гніздо як при виготовленні, так і при ремонті, внаслідок чого їхнє виробництво різко скоротилося, однак парк їх дотепер дуже великий.

Більш досконала **плоскошиберна засувка** (рис. 3.1), в якій ущільнення контакту шибер–гніздо досягається різними способами, але в усіх випадках конструкція їх виключає омивання герметизуючих поверхонь шиберу у відкритому положенні рідиною чи газом.

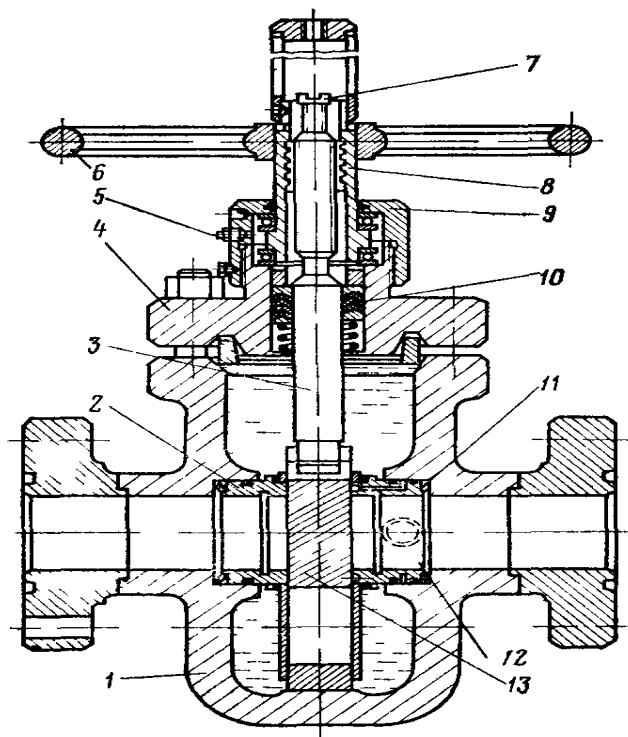


Рис. 3.1. Прямоточна плоскошиберна засувка

1 – корпус; 2 – сідло на вході; 3 – шпindelь; 4 – кришка; 5 – нагніта-льний клапан; 6 – маховик; 7 – регу-лювальний гвинт; 8 – ходова гайка; 9 – кришка підшипників; 10 – манжети; 11 – тарілчаста пружина; 12 – сідло на виході; 13 – шибер

Потік рідини чи газу, що пропускається, зберігає напрямок при проході через шибер, тому засувки цього типу називаються також прямоточними.

Такий принцип пристрою дозволив значно підвищити довговічність засувки і різко скоротити в ній гідравлічні втрати. Плоска форма шиберу сприяє спрощенню її виготовлення і ремонту. Засувки цього типу – основні серед тих що випускаються.

Більш складна конструкція *прямоточної плоскошиберної засувки* (рис. 3.2) розрахована також на робочий тиск 70,0 МПа, але відрізняється іншою системою ущільнення.

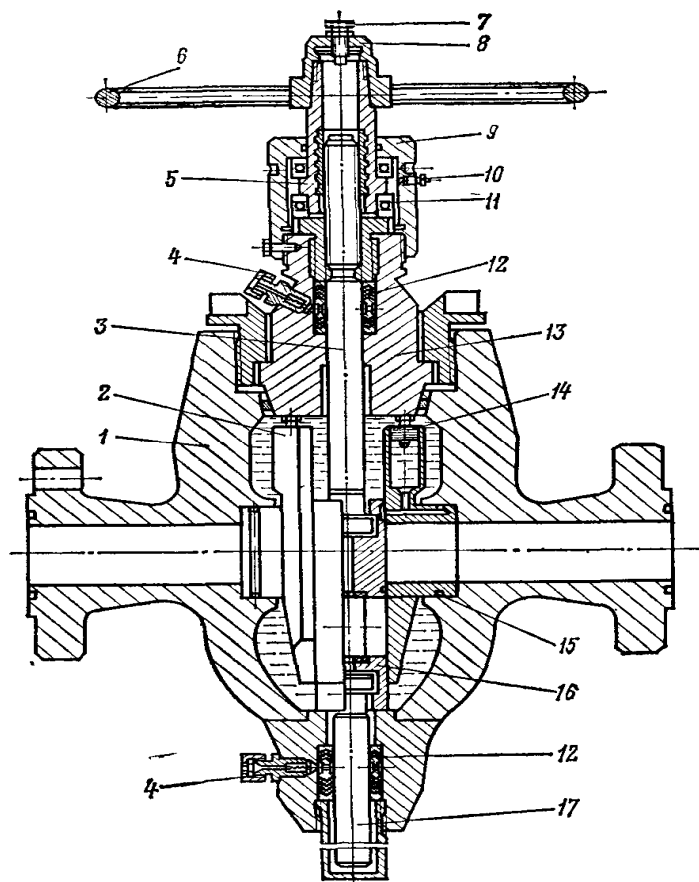


Рис. 3.2. Плоскошиберна засувка з примусовим змащенням запірної пристрою  
 1 – корпус; 2 – щока; 3 – шпindelь; 4 – зворотній клапан; 5 – втулка; 6 – маховик; 7 – гвинт;  
 8 – гайка; 9 – корпус підшипника; 10 – масляка; 11 – підшипник; 12 – ущільнення;  
 13 – кришка; 14 – поршень; 15 – канавка; 16 – втулка; 17 – контршпindelь

В корпусі засувки, встановлені дві направляючі щоки з ємностями для спеціального змащення і каналами для її подачі до поверхонь, що ущільнюються.

Шибер складається з двох плашок, що розпираються декількома пружинами. Плашки мають пази, у яких розміщені голівки шпindelя і контршпindelя. Змащення подається до поверхонь, що ущільнюються, під тиском робочого середовища, що поліпшує герметичність затвора. Запас змащення поповнюється через зворотні клапани. Привод засувки – пневматичний.

В *корковому крані з конічною пробкою* (рис. 3.3) герметичність ущільнення забезпечується точністю виготовлення корпусу і пробки, розміром зазору між ними, а також спеціальним змащенням, що заповнює корпус крана. Кран розрахований на робочий тиск 14,0 МПа і має прохідний отвір 65 мм. Крани аналогічної конструктивної схеми випускаються на тиски до 100 – 120 МПа. Для встановлення, вмикання–відключення манометрів і для зниження тиску використовуються вентилі.

Вентилі, застосовані на фонтанних арматурах, розраховані на робочий тиск до 70,0 МПа, мають прохідний отвір 5 мм і масу 3 – 4 кг.

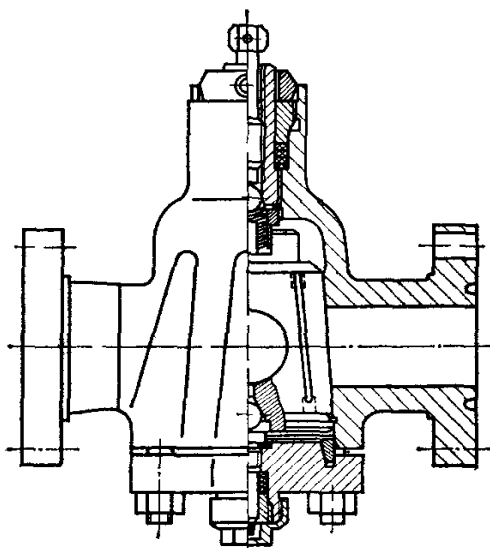


Рис. 3.3. – Корковий кран

**Регульовані штуцери (дроселі)** (рис. 3.4) аналогічні по конструкції вентилю. Вони дозволяють безступінчато регулювати тиск на викиді фонтанної свердловини за рахунок осьового переміщення шпинделя штуцера з насадкою, що входить у гніздо. Через змінний профіль насадки площа кільцевого отвору між гніздом і насадкою при переміщенні шпинделя міняється в межах від 3 до 35 мм, що й дозволяє регулювати витрату рідини чи газу. Штуцер розрахований на робочий тиск до 70,0 МПа. Маса штуцера близько 80 кг.

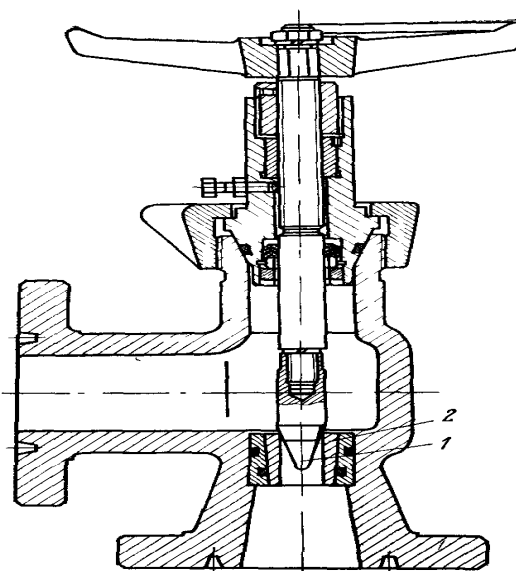


Рис. 3.4. Регульований штуцер  
1 – змінна насадка; 2 – втулка



Для полегшення керування штуцерами і для можливості телекерування вони оснащуються приводом.

При агресивних середовищах й великих витратах рідини чи газу насадка шпинделя і гніздо штуцера швидко зношуються. Для підвищення зносостійкості цих деталей вони виготовляються зі спеціальних композитних матеріалів. Однак і це не виключає необхідності в частих змінах регульованого штуцера. Тому в подібних умовах застосовуються змінні, втулкові штуцери з різними діаметрами отворів, що при зносі поверхні отвори знімаються з фонтанної арматури і замінюються новими.

### **3.3. Зміст роботи**

1. Короткі відомості про запірні та регулюючі пристрої арматур фонтанних, газліфтних та нагнітальних свердловин.
2. Індивідуальне завдання.
3. Схема натурального зразка запірного або регулюючого пристрою.
4. Описати принцип його роботи та навести технічні параметри.
5. Висновки.

### **Рекомендована література до практичної роботи 3**

1. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984, 464 с.
2. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.Н. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 550 с.
3. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.
4. Пивняк Г.Г. Подземные газохранилища в отработанных угольных шахтах: учебное пособие / Г.Г. Пивняк, Н.А. Дудля, Я. Семек и др. – Д.: Национальный горный университет, 2008. – 240 с.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 4

### ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

**Мета роботи** – розрахувати та вибрати основне обладнання експлуатаційної свердловини для відповідних гірничо-геологічних умов.

#### 4.1 Розрахунок фонтанного підйомника

Для одержання зі свердловини оптимального дебіту на протязі усього періоду фонтанування та за для максимально можливого подовження цього періоду необхідно підібрати такий діаметр підйомника, який забезпечував би роботу на оптимальному режимі у кінці фонтанування, коли пластовий тиск буде мінімальним.

Вихідні дані:

- довжина підйомних труб  $L = 4235$  м;
- початковий дебіт свердловини  $Q_n = 130$  т/добу;
- питома вага нафти  $\gamma = 0,9$  т/м<sup>3</sup>;
- кінцевий дебіт  $Q_k = 40$  т/добу;
- початковий газовий фактор  $G_{0n} = 1250$  м<sup>3</sup>/т;
- початковий вибійний тиск  $p_{1n} = 32$  МПа;
- кінцевий вибійний тиск  $p_{1k} = 15$  МПа;
- кінцевий тиск на усті  $p_{2k} = 5$  МПа;
- тиск насичення  $p_{нас} = 8,5$  МПа.

Для одержання зі свердловини оптимального дебіту протягом усього періоду фонтанування та задля максимально можливого подовження цього періоду необхідно підібрати такий діаметр підйомника, який забезпечував би роботу на оптимальному режимі у кінці фонтанування, коли пластовий тиск буде мінімальним.

Знаходимо оптимальний діаметр підйомника за кінцевими умовами фонтанування свердловини за формулою:

$$d = 0,35 \cdot \sqrt{\frac{L \cdot \gamma \cdot g}{p_{1k} - p_{2k}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_k \cdot L \cdot \gamma \cdot g}{L \cdot \gamma \cdot g - (p_{1k} - p_{2k})}} \quad (4.1)$$
$$d = 0,35 \cdot \sqrt{\frac{4235 \cdot 900 \cdot 9,8}{(15 - 5) \cdot 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{0,52 \cdot 10^{-3} \cdot 4235 \cdot 900 \cdot 9,8}{4235 \cdot 900 \cdot 9,8 - (15 - 5) \cdot 10^6}} = 0,06 \text{ м,}$$

де  $d$  – внутрішній діаметр НКТ, м;

$L = 4235$  м – глибина спуску труб НКТ;

$\gamma = 900$  кг/м<sup>3</sup> – питома вага нафти;

$Q_k = 40$  т/добу – кінцевий дебіт нафти, переведемо в м<sup>3</sup>/с:

$$Q_k = \frac{Q_k \cdot 10^3}{86400 \cdot \gamma} \quad (4.2)$$

$$Q_k = \frac{40 \cdot 10^3}{86400 \cdot 900} = 0,52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$p_{1к} = 15$  МПа – вибійний тиск у кінці фонтанування;

$p_{2к} = 5$  МПа – устевий тиск у кінці фонтанування.

Приймаємо НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм.

Перевіримо знайдений діаметр підйомника при початкових умовах фонтанування (на максимальну пропускну здатність). Для цього необхідно обчислити тиск на усті свердловини на початку фонтанування за формулою:

$$P_{2n} = (p_{1n} - p_{2n}) \cdot \lg \frac{p_{1n}}{p_{2n}} = \frac{0,0043 \cdot \gamma \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot G_{0n}}, \quad (4.3)$$

де  $G_{0n} = 1250$  м<sup>3</sup>/т – газовий фактор на початку фонтанування;

$d = 6,2$  см – внутрішній діаметр НКТ;

$L = 4235$  м – глибина спуску НКТ;

$\gamma = 0,9$  т/м<sup>3</sup> – питома вага нафти.

Звідси,

$$P_{2n} = \frac{0,0043 \cdot 0,9 \cdot 4235^2}{6,2^{0,5} \cdot 1250} = 22,2 \cdot 10^6 \text{ Па} = 22,2 \text{ МПа}.$$

Знаходимо максимальну пропускну здатність підйомника (НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм):

$$Q_{\text{макс}} = \frac{k \cdot d^3 \cdot (p_{1n} - p_{2n})^{1,5}}{\gamma^{0,5} \cdot L^{1,5}}, \quad (4.4)$$

де  $k$  – коефіцієнт гідравлічного опору ліфтового підйомника,  $k = 125$ .

Інші складові формули (3.4) представлені вище, тоді:

$$Q_{\text{макс}} = \frac{125 \cdot 6,2^3 \cdot (320 - 222)^{1,5}}{0,9^{0,5} \cdot 4235^{1,5}} = 110,4 \text{ т/добу}$$

Таким чином, підйомник (НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм) не зможе пропустити дебіт, більший за 110,4 т/добу, що значно менше від початкового дебіту в 140 т/добу.

Тому обчислюємо необхідний діаметр підйомника, виходячи з початкових умов фонтанування на максимальному режимі ( $Q_n = 130$  т/добу), за формулою:

$$d = 1,27 \cdot 10^{-5} \cdot k \cdot \sqrt{\frac{L}{1 \cdot 10^{-5} (p_{1n} - p_{2n})}} \cdot \sqrt[3]{Q_n \gamma^{0,5}} \quad (4.5)$$

Складові формули (2.5) представлені вище, тоді:

$$d = 1,87 \cdot 10^{-5} \cdot 125 \cdot \sqrt{\frac{4235}{1 \cdot 10^{-5} (32 - 22,2) \cdot 10^6}} \cdot \sqrt[3]{130 \cdot 0,9^{0,5}} = 0,0765 \text{ м}.$$

У цьому випадку можна прийняти найближчий більший стандартний одноступеневий підйомник із внутрішнім діаметром 77 мм, але такий

підйомник не буде ефективно працювати на кінцевому етапі, і фонтанування припиниться раніше через збільшення дебіту газу, що не припустимо.

Тому приймаємо двоступеневий підйомник: унизу секція насосно-компресорних труб (НКТ) буде складатися з НКТ  $\varnothing 73 \times 5,5$  мм, а вгорі – з НКТ  $\varnothing 89 \times 6$  мм таких довжин, щоб еквівалентна пропускна здатність комбінованого підйомника дорівнювала пропускній здатності розрахованого підйомника з  $d=0,076$  м.

При двоступеневому підйомнику довжина верхньої секції труб НКТ ( $\varnothing 89 \times 6$  мм) може бути визначена за формулою:

$$l_2 = L \frac{d - d_1}{d_2 - d_1} = 4235 \cdot \frac{0,076 - 0,062}{0,077 - 0,062} = 3953 \text{ м.} \quad (4.6)$$

Тоді довжину нижньої секції насосно-компресорних труб ( $\varnothing 73 \times 5$  мм) визначаємо за співвідношенням:

$$l_1 = L - l_2 = 4235 - 3953 = 282 \text{ м.}$$

Ступеневі фонтанні підйомники поліпшують умови фонтанування свердловин унаслідок зменшення швидкості руху газонафтової суміші у верхній частині НКТ.

Їх застосовують при отриманні під час розрахунку нестандартного діаметра підйомника, а також при великих глибинах спуску, що перевищують допустиму межу міцності.

До недоліків ступеневих підйомників слід віднести неможливість проводити очищення внутрішньої поверхні НКТ від нашарувань парафіну механічними скребками.

#### 4.2. Розрахунок граничної обводненості

Розрахунок граничної обводненості можливий при умові, коли зберігається можливість фонтанування нафтової свердловини, яка у свою чергу оснащена розрахованим підйомником.

Граничний рівень обводненості розраховується за формулою:

$$B = 1 / \left( 1 + \frac{1,227 \cdot L^2 \cdot g \cdot (\rho_a - \rho_{nn}^*)}{\left[ G_{0п} - \frac{\alpha (P_{1п} + P_{2п})}{\gamma} \right] d^{0,5} (P_{1п} - P_{2п}) \lg \frac{P_{1п}}{P_{2п}}} \right), \quad (4.7)$$

де  $\rho_a$  – щільність води,  $\rho_a = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{nn}^*$  – середня щільність нафти у підйомнику;

$$\rho_{nn}^* = \frac{\gamma + \gamma_1}{2} = \frac{0,9 + 0,81}{2} = 0,855 \text{ т/м}^3; \quad (4.8)$$

$\alpha$  – коефіцієнт розчинності, котрий визначається з виразу:

$$\alpha = \frac{G_{0п} \gamma_1}{10^3 (P_{нас} - 0,1)}. \quad (4.9)$$

Тоді,

$$\alpha = \frac{1250 \cdot 900}{10^3(8,5 - 0,1)} = 1339 \frac{1}{\text{МПа}}$$

Далі проводимо розрахунок граничної обводненості за формулою 3.7:

$$B = 1 / \left( 1 + \frac{0,15 \cdot 4235^2 \cdot 9,81 \cdot (1000 - 855)}{\left[ 1250 - \frac{133,9}{900} \cdot \frac{(32 + 22,2)}{2} \right] 0,077^{0,5} (32 - 22,2) \lg \frac{32}{22,2} \cdot 10^6} \right) =$$
$$= 1 / \left( 1 + \frac{3826794120}{1241,08 \cdot 10^6} \right) = 0,25.$$

Тобто граничний рівень обводненості складає 25 %.

### 4.3. Зміст роботи

1. Розрахунок основного обладнання експлуатаційної свердловини та рівня граничної обводненості. Короткі відомості про обладнання для експлуатації свердловини фонтанним способом.
2. Висновки.

### Рекомендована література до практичної роботи 4

1. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984, 464 с.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 5

### МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ТРИВАЛОСТІ РОБОТИ ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ КОЛОНИ СВЕРДЛОВИНИ

**Мета роботи** – розраховувати тривалість роботи експлуатаційної колони свердловини для відповідних гірничо-геологічних умов.

#### 5.1. Розрахунок тривалості роботи експлуатаційної колони свердловини

Тривалість роботи експлуатаційної колони свердловини визначається за формулою:

$$T_e = \frac{\delta_n - \delta_k}{V_k}, \quad (5.1)$$

де  $\delta_n$  – початкова товщина стінки експлуатаційної колони, мм;

$\delta_k$  – критична товщина стінки експлуатаційної колони для заданого робочого тиску, мм;

$V_k$  – швидкість корозії стінки експлуатаційної колони для заданого робочого тиску ( $\delta_x$ ) визначається за формулою:

$$\delta_k = \frac{n \cdot K_{ол} \cdot P_p \cdot D}{0,875 \cdot 2 \cdot \sigma_T} + 2; \quad (5.2)$$

де  $n$  – коефіцієнт запасу міцності при розрахунку на внутрішній надлишковий тиск,  $n=1,15$ ;

$K_{ол}$  – коефіцієнт перевищення тиску при оприсуванні колони;

$P_p$  – максимальний робочий тиск на гирлі свердловини, МПа;

$D$  – діаметр колони (зовнішній), мм;

$\sigma_T$  – межа текучості металу, МПа;

0,875 – коефіцієнт, який враховує відхилення товщини стінки;

2 – поправка на ослаблення тіла труби різьбою, мм.

Швидкість корозії стінки експлуатаційної колони  $V_k$  визначається за формулою:

$$V_k = K_1 \cdot K_2 \cdot A \cdot B \cdot t; \quad (5.3)$$
$$K_1 = \sqrt{Q},$$

де  $Q$  – дебіт свердловини тис.м<sup>3</sup>/добу;

$$K_2 = 0,0008 (C_{CO_2})^{\frac{1}{3}}, \quad (5.4)$$

де  $C_{CO_2}$  – об’ємна концентрація вуглекислого газу, %  
 $A$  – температурний коефіцієнт.

$$A = \left( \frac{P_p}{P_p + 0,28t} \right)^{\frac{1}{3}}, \quad (5.5)$$

де  $P_p$  – максимальний робочий тиск на гирлі свердловини, МПа;  
 $B$  – коефіцієнт вологовмісту

$$B = (\gamma_{II} - \gamma_{Г})^{\frac{1}{2}}, \quad (5.6)$$

де  $\gamma_{II}$  і  $\gamma_{Г}$  – вологовміст газу при пластових умовах і на гирлі свердловин; г/м<sup>3</sup>;  
 $t$  – температура на гирлі свердловин при відборі газу, °С.

## 5.2. Зміст роботи

1. Розрахунок тривалості роботи експлуатаційної колони свердловини.
2. Індивідуальне завдання.
3. Висновки.

### Рекомендована література до практичної роботи 5

1. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984, 464 с.
2. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.Н. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 550 с.
3. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.

**Додаток 1**  
**Основні параметри компонентів природного газу і повітря**

Газ	Густина при нормальних умовах, $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	Критичний тиск, $P_{кр.}$ , МПа	Критична температура, $T_{кр.}$ , К
Метан	0,668	4,73	192
Етан	1,263	4,98	305
Пропан	1,872	4,34	370
Бутан	2,519	3,87	425,2
Пентан	3,221	3,44	470
Гексан	3,583	3,09	507
Азот	1,166	3,46	127
Сірководень	1,434	9,18	373
Вуглекислий газ	1,842	7,53	304
Водяна пара	0,75	22,56	647
Повітря	1,293	3,84	134



Додаток 2

Загальна характеристика компонентів, які входять до складу природних газів

Параметр	Метан $CН_4$	Етилен $C_2H_4$	Етан $C_2H_6$	Пропан $C_3H_8$	Бутилен $C_4H_8$
1	2	3	4	5	6
Молярна маса, кг/моль	16,04	28,05	30,07	44,09	56,11
Вміст, %: вуглецю водню	74,97 25,03	85,7 14,3	79,96 20,04	81,8 18,2	85,7 14,3
Густина: рідини, кг/л	0,30/0,12	0,39/0,23	0,37/0,23	0,50/0,39	0,61/0,56
газу, кг/м <sup>3</sup>	0,72/0,67	1,26/1,18	1,36/1,27	2,00/1,87	2,59/2,43
по повітрю, кг/м <sup>3</sup>	0,55/0,52	0,98/0,91	1,05/0,98	1,55/1,44	2,0/1,8
В'язкість: динамічна $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с	1,02/1,102	0,98/1,03	0,88/0,94	0,77/0,82	0,7/0,77
кінематична $\nu \cdot 10^{-7}$ , м <sup>2</sup> /с	14,24/16,18	7,5/8,66	6,35/7,28	3,7/4,26	3,05
динамічна в'язкість рідкої фази, $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с	6,8	6,4/5,3	6,6/6,1	13,8/10,75	27,1/22,2
Питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг	1,39/1,49	0,79/0,85	0,74/0,79	0,49/0,53	0,38/0,41
Молярний об'єм, м <sup>3</sup> /моль	22,38	22,25	22,18	21,64	21,6
Температура, К: кипіння	108,5	169,3	184,37	230,94	226,75
плавлення	90,5	103,85	89,4	85,15	87,7
Критичні параметри газу: температура, К	190,6	282,4	305,75	370	419,8

1	2	3	4	5	6
тиск, МПа	4,52	5	4,88	4,34	3,97
молярний об'єм, см <sup>3</sup> /моль	99,5	123,6	147,9	210	240
густина, кг/м <sup>3</sup>	160,6	226,6	204	231	228,1
питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг	0,00662	0,00441	0,0049	0,00455	0,00429
Кількість пари, одержаної при випаровуванні рідини:					
1 л	417,3	315,5	277,7	257,1	239,2
1 кг	1393	797,5	746,7	508	398,4
Питома газова стала, Дж/·(кгК)	518,67	296,15	276,64	188,68	148,18
Октанове число	110	100	125	125	81
Граничний ступінь стиснення	—	—	—	8,15	6,29
Коефіцієнт С в рівнянні Сатерланда	164	225	252	278	328,9
Молярна маса, кг/моль	58,12	72,15	2,016	28,02	32
Вміст, %:					
вуглецю	82,8	83,3	—	—	—
водню	17,2	16,7	—	—	—
густина:					
рідини, кг/л	0,58/0,54	0,62/0,62	—	—	—
газу, кг/м <sup>3</sup>	2,70/2,53	3,43/3,2	0,08/0,08	1,25/1,17	1,43/1,34
за повітрям, кг/м <sup>3</sup>	2,99/1,95	2,65/2,48	0,69/0,06	0,97/0,90	1,11/1,03

Продовження додатку 2

Параметр	<i>n</i> -Бутан <i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<i>ізо</i> -Пентан <i>ізо</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Водень H <sub>2</sub>	Азот N <sub>2</sub>	Кисень O <sub>2</sub>
1	2	3	4	5	6
В'язкість:					
динамічна $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с	0,69/0,76	—	—	—	—
кінематична $\nu \cdot 10^{-7}$ , м <sup>2</sup> /с	2,45/2,95	—	—	—	—
динамічна в'язкість рідкої фази $\mu \cdot 10^{-7}$ , Па·с	21,5/17,19	28,7/23,3	—	—	—
Питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг	0,37/0,39	0,29/0,31	11,23/12,02	0,79/0,86	0,69/0,75
Молярний об'єм, м <sup>3</sup> /моль	21,46	21,03	22,43	22,41	22,4
Температура, К:					
кипіння	272,5	300,85	20,2	77,19	90,03
плавлення	134,65	113,11	13,8	62,98	54,17
Критичні параметри газу:					
температура, К	425,17	460,9	33,3	126,26	154,96
тиск, МПа	3,75	3,29	1,32	3,35	5,01
густина, кг/м <sup>3</sup>	228	229,4	38	310	410
молярний об'єм, см <sup>3</sup> /моль	225	308	0,06445	90,4	78
питомий об'єм, м <sup>3</sup> /кг	0,00439	0,00426	0,03225	0,0321	0,00244
Кількість пари, одержаної при					

1	2	3	4	5	6
випаровуванні рідини:					
1 л	224,7	193,9	—	—	—
1 кг	386	311,1	—	—	—
Питома газова стала, Дж/(кгК)	143,08	115,23	4124,68	296,75	259,78
Октанове число	91	90	—	—	—
Граничний ступінь стиснення	7,36	7,35	—	—	—
Коефіцієнт С у рівнянні Сатерланда	377,4	382,8	73	103,9	126,6

*П р и м і т к а: У чисельнику наведені параметр при нормальних умовах ( $T=273\text{ К}$ ,  $P=1,013\text{ Па}$ ); в знаменнику – при стандартних ( $T=293\text{ К}$ ,  $P=0,1013\text{ МПа}$ ).*

## Фізико-хімічні властивості газів

Параметр	Метан СН <sub>4</sub>	Етилен С <sub>2</sub> Н <sub>4</sub>	Етан С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	Пропан С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	Бутилен С <sub>4</sub> Н <sub>8</sub>	н-Бутан н-С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	ізо- Пентан ізо- С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	Водень Н <sub>2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Гранично допустимі концентрації шкідливих речовин, мг/м <sup>3</sup> :								
в атмосферному повітрі	-	3	-	-	3	200	100	-
у воді водоїмищ	-	0,5	-	-	0,2	-	-	-
Межа вибуховості газів у суміші з повітрям при Т=273 К, Р=0,1 МПа, %:								
нижня	5,3	2,8	3	2,2	-	1,9	1,3	4,1
верхня	15	28,6	12,5	9,5	-	8,5	8	74,6
Різниця між межами, %	9,7	25,8	9,5	7,3	-	6,6	6,7	70,5
Температура спалаху, К:								
з повітрям	913	813	803	723	788	763	743	783
з киснем	931	773	758	763	718	733	683	813
Телосеність, кДж/К:								
при сталому тиску	2,167	1,46	1,65	1,43	1,59	1,59	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9
у рідкій фазі при P=0,1 МПа	3,45	2,41	2,95	2,22	-	2,23	-	
при сталому об'ємі	1,65	1,12	1,37	1,36	1,43	1,45	-	
Теплота згоряння, кДж/м <sup>3</sup>		63 039			121 434		157 640	12 752
вища газової фази	49 948	-	69 685	99 173	-	128 590	-	-
нижча газової фази	35 797	99 063	63 723	91 251	113 508	118 645	145 822	10 755
нижча рідкої фази	21 850	-	22 479	24 677	28 579	-	-	-
Потреба при горінні на 1 м газу, м <sup>3</sup> :								
кисню	2	3	3,5	5	6	-	8	0,5
повітря	9,52	14,28	16,66	23,8	28,56	-	38,08	3,38
Жаропродуктивність газу, К	2313	2553	2373	2383	2473	-	2393	2508
Коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м·К):								
пароподібних компонентів	0,11	0,059	0,065	0,053	0,049	0,049	-	-
рідких компонентів	0,105	-	0,682	0,45	-	0,477	-	-

Додаток 4

Значення коефіцієнтів *A* і *B* у рівнянні вологовмісту газу

Температура, К	<i>A</i>	<i>B</i>	Температура, К	<i>A</i>	<i>B</i>	Температура, К	<i>A</i>	<i>B</i>
233	0,145	0,00347	281	8,2	0,063	329	126	0,487
235	0,178	0,00402	283	9,39	0,0696	331	138	0,521
237	0,219	0,0465	285	10,72	0,0767	333	152	0,562
239	0,267	0,00538	287	12,39	0,0855	335	166,5	0,599
241	0,323	0,00623	289	13,94	0,093	337	183,3	0,645
243	0,393	0,0071	291	15,75	0,102	339	200,5	0,691
245	0,471	0,00806	293	17,87	0,112	341	219	0,741
247	0,566	0,00921	295	20,15	0,1227	343	238,5	0,793
249	0,677	0,01043	297	22,8	0,1343	345	260	0,841
251	0,804	0,01168	299	25,5	0,1453	347	283	0,902
253	0,96	0,0134	301	28,7	0,1595	340	306	0,965
255	1,14	0,0151	303	32,3	0,174	351	335	1,023
257	1,35	0,01705	305	36,1	0,189	353	363	1,088
259	1,59	0,01927	304	40,5	0,207	355	394	1,148
261	1,868	0,02165	309	45,2	0,224	357	427	1,205
263	2,188	0,0229	311	50,8	0,242	359	462	1,25
265	2,55	0,0271	313	56,2	0,263	361	501	1,29
267	2,99	0,03035	315	62,7	0,285	363	537,5	1,327
269	3,48	0,0338	317	69,2	0,31	365	582,5	1,381
271	4,03	0,377	319	76,7	0,335	367	624	1,405
273	4,67	0,0418	321	85,3	0,363	369	672	1,445
275	5,4	0,0464	323	94	0,391	371	725	1,487
277	6,225	0,0515	325	103	0,422	373	776	1,59
279	7,15	0,0571	327	114	0,454	375	1093	2,62

**Додаток 5**  
**Співвідношення одиниць СІ з іншими одиницями**

Найменування одиниць	Переведення з інших систем у СІ	Переведення з СІ в інші системи
1	2	3
Маса	$1 \text{ г} = 10^{-3} \text{ кг}$	$1 \text{ кг} = 10^3 \text{ г}$
Густина	$1 \text{ г/см}^3 = 1000 \text{ кг/м}^3$ $1 \text{ т/м}^3 = 1000 \text{ кг/м}^3$	$1 \text{ кг/м}^3 = 10^{-3} \text{ г/см}^3$ $1 \text{ кг/м}^3 = 10^{-3} \text{ т/м}^3$
Масовий розхід	$1 \text{ кг/год} = 278 \cdot 10^{-6} \text{ кг/с}$ $1 \text{ т/год} = 278 \cdot 10^{-3} \text{ кг/с}$ $1 \text{ кг/хв} = 16,7 \cdot 10^{-3} \text{ кг/с}$	$1 \text{ кг/с} = 3600 \text{ кг/год}$ $1 \text{ кг/с} = 3,6 \text{ т/год}$ $1 \text{ кг/с} = 60 \text{ кг/хв}$
Об'ємний розхід	$1 \text{ м}^3/\text{год} = 278 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$ $1 \text{ л/год} = 278 \cdot 10^{-9} \text{ м}^3/\text{с}$ $1 \text{ л/хв} = 16,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$	$1 \text{ м}^3/\text{с} = 3600 \text{ м}^3/\text{год}$ $1 \text{ м}^3/\text{с} = 3,6 \text{ л/год}$ $1 \text{ м}^3/\text{с} = 6 \cdot 10^4 \text{ л/хв}$
Сила	$1 \text{ кгс} = 9,81 \text{ Н}$	$1 \text{ Н} = 0,102 \text{ кгс}$
Тиск	$1 \text{ кгс/см}^2 = 98066,5 \text{ Н/м}^2$ $1 \text{ кгс/м}^2 = 9,81 \text{ Н/м}^2 =$ $= 1 \text{ мм вод. ст.}$ $1 \text{ мм рт. ст.} =$ $= 133,322 \text{ Н/м}^2$ $1 \text{ мм вод. ст.} = 9,81 \text{ Н/м}^2$ $1 \text{ бар} = 10^5 \text{ Па}$ $1 \text{ ат (техн.)} = 1 \text{ кгс/см}^2 =$ $= 0,981 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2 =$ $= 735,6 \text{ мм рт. ст.} =$ $= 10 \text{ м вод. ст.}$ $1 \text{ атм (фізич.)} = 760 \text{ мм}$ $\text{рт. ст.} = 101\,325 \text{ Па}$ $1 \text{ кгс/мм}^2 = 9,81 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2$	$1 \text{ Н/м}^2 = 0,102 \text{ кгс/м}^2$  $1 \text{ Н/м}^2 = 7,50 \cdot 10^{-3} \text{ мм}$ $\text{рт. ст.}$ $1 \text{ Н/м}^2 = 0,102 \text{ мм вод. ст.}$  $1 \text{ Н/м}^2 = 1,02 \cdot 10^5 \text{ атм}$  $1 \text{ Н/м}^2 = 9,87 \cdot 10^{-6} \text{ атм}$  $1 \text{ Н/м}^2 = 1,02 \cdot 10^{-7} \text{ кгс/мм}^2$
Енергія, кількість теплоти, робота	$1 \text{ Вт} \cdot \text{г} = 3,6 \cdot 10^3 \text{ Дж}$ $1 \text{ кал} = 4,19 \text{ Дж}$ $1 \text{ ккал} = 4,19 \cdot 10^3 \text{ Дж}$ $1 \text{ кгс} \cdot \text{м} = 9,81 \text{ Дж}$	$1 \text{ Дж} = 2,78 \cdot 10^{-4} \text{ Вт} \cdot \text{г}$ $1 \text{ Дж} = 0,239 \text{ кал}$ $1 \text{ Дж} = 239 \cdot 10^{-6} \text{ ккал}$ $1 \text{ Дж} = 0,1 \text{ кгс} \cdot \text{м}$
Потужність	$1 \text{ к.с.} = 735,5 \text{ Вт}$ $1 \text{ ккал/г} = 1,163 \text{ Вт}$ $1 \text{ кал/с} = 4,19 \text{ Вт}$ $1 \text{ Дж/с} = 1 \text{ Вт}$	$1 \text{ Вт} = 1,36 \cdot 10^{-3} \text{ к.с.}$ $1 \text{ Вт} = 0,102 \text{ кгс} \cdot \text{м/с}$ $1 \text{ Вт} = 0,86 \text{ ккал/г}$
В'язкість динамічна	$1 \text{ Пз} = 0,1 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2 =$ $= 0,1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ $1 \text{ сПз} = 10^{-3} \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2$ $1 \text{ кгс} \cdot \text{с/м}^2 = 9,81 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2$	$1 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2 = 10 \text{ Пз}$  $1 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2 = 10^3 \text{ сПз}$ $1 \text{ Н} \cdot \text{с/м}^2 = 0,102 \text{ кгс} \cdot \text{с/м}^2$
В'язкість кінематична	$1 \text{ см}^2/\text{с} = 1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ $1 \text{ сСт} = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	$1 \text{ м}^2/\text{с} = 10^4 \text{ Ст}$ $1 \text{ м}^2/\text{с} = 10^6 \text{ сСт}$



1	2	3
Питома теплоємність	1 ккал/кгс · град. = =4,19кДж/кг · К	1 кДж/кг · К = = 0,239 ккал/кг · град.
Коефіцієнт теплопровідності	1 ккал/м · г · град = =1,163Вт/м · К	1 Вт/м · К= = 0,86 ккал/м · г · град.
Коефіцієнт теплопередачі	1 ккал/м <sup>2</sup> · г · град = = 1,163 Вт/м <sup>2</sup> · К	1 Вт/м <sup>2</sup> · К = 0,86 ккал/м <sup>2</sup> · г · град.
Частота обертання	1 об/с = 1 с <sup>-1</sup> 1 об/хв = 0,016 с <sup>-1</sup> 1 об/Г = 0,27 · 10 <sup>-3</sup> с <sup>-1</sup>	1 с <sup>-1</sup> = 1 об/с = 60 об/хв. = = 3600 об/Г
Теплота згоряння палива	1 ккал/кг = 4,19 кДж/кг	1 кДж/кг = 0,24 ккал/кг

## Додаток 6

### Критерії та процедури оцінювання

Розв'язання складних непередбачуваних задач і проблем у спеціалізованих сферах професійної діяльності та/або навчання, що передбачає збирання та інтерпретацію інформації (даних), вибір методів та інструментальних засобів, застосування інноваційних підходів	Відповідь характеризує уміння: - виявляти проблеми; - формулювати гіпотези; - розв'язувати проблеми; - обирати адекватні методи та інструментальні засоби; - збирати та логічно й зрозуміло інтерпретувати інформацію; - використовувати інноваційні підходи до розв'язання завдання	95 – 100
	Відповідь характеризує уміння застосовувати знання в практичній діяльності з негрубими помилками	90 – 94
	Відповідь характеризує уміння застосовувати знання в практичній діяльності, але має певні неточності при реалізації однієї вимоги	85 – 89
	Відповідь характеризує уміння застосовувати знання в практичній діяльності, але має певні неточності при реалізації двох вимог	80 – 84
	Відповідь характеризує уміння застосовувати знання в практичній діяльності, але має певні неточності при реалізації трьох вимог	75 – 79
	Відповідь характеризує уміння застосовувати знання в практичній діяльності, але має певні неточності при реалізації чотирьох вимог	70 – 74
	Відповідь характеризує уміння застосовувати знання в практичній діяльності при виконанні завдань за зразком	65 – 69
	Відповідь характеризує застосовувати знання при виконанні завдань за зразком, але з неточностями	60 – 64
	Рівень умінь незадовільний	< 60

## Бібліографічний список

1. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: учебник для вузов / Г.В. Молчанов, А.Г. Молчанов. – М.: Недра, 1984, 464 с.
  2. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под ред. Е.Н. Бухаленко. – М.: Недра, 1990. – 550 с.
  3. Молчанов Г.В. Нефтепромысловые машины и механизмы: учебник / Г.В. Молчанов, Л.Г. Чичеров. – М.: Недра, 1983. – 308 с.
  4. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.
  5. Пивняк Г.Г. Подземные газохранилища в отработанных угольных шахтах: учебное пособие / Г.Г. Пивняк, Н.А. Дудля, Я. Семек и др. – Д.: Национальный горный университет, 2008. – 240 с.
  6. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк И.М. Типовые задачи и расчеты в бурении. – М.: Недра, 1982.
  7. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин: Підручник. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004.
- Режим доступу: [http:// www//tst.nmu.org.ua](http://www//tst.nmu.org.ua)

Навчальне видання

Ширін Леонид Никифорович  
Коровяка Євгеній Анатолійович  
Расцветаєв Валерій Олександрович  
Барташевський Станіслав Євгенович

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ  
до виконання практичних робіт  
з дисципліни «Процеси підземного зберігання вуглеводнів»

Підписано до виходу в світ 03.05.2018.  
Електронний ресурс.

Видано  
у Державному вищому навчальному закладі  
«Національний гірничий університет».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.  
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.