

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

ПІДЗЕМНІ ГАЗОСХОВИЩА

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ
ПРАКТИЧНИХ РОБІТ**

студентами спеціальності 7(8).05030101

**Розробка родовищ та видобування корисних копалин
спеціалізація «Технологія акумулювання і транспортування газу»**

Дніпропетровськ
2013

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«НАЦІОНАЛЬНИЙ ГІРНИЧИЙ УНІВЕРСИТЕТ»



ГІРНИЧИЙ ФАКУЛЬТЕТ
Кафедра транспортних систем і технологій

ПІДЗЕМНІ ГАЗОСХОВИЩА
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ
ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

студентами спеціальності 7(8).05030101
Розробка родовищ та видобування корисних копалин
спеціалізація «Технологія акумулювання і транспортування газу»

Дніпропетровськ
НГУ
2013

Підземні газосховища. Методичні вказівки до виконання практичних робіт для студентів напряму підготовки 7(8).05030101 / М.А. Дудля, В.О. Расцветаєв. – Д. : НГУ, 2013 – 17 с.

Автори:

М.А. Дудля, канд. техн. наук, проф.;

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

Затверджено до видання редакційною радою Державного ВНЗ «НГУ» (протокол № 2 від 02.07.2013) за поданням методичної комісії напряму підготовки 7(8).05030101 Гірництво (протокол № 6 від 12.06.2013).

Методичні рекомендації призначені для виконання практичних робіт студентами спеціальності 7(8).05030101 Розробка родовищ та видобування корисних копалин, спеціалізації «Технологія акумулювання і транспортування газу» та будуть корисними під час розрахунку параметрів підземних газосховищ.

Рекомендації будуть сприяти активізації знань студентів.

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

ПЕРЕДМОВА

Паливно-енергетичний комплекс як України, так і більшості розвинених країн світу є складовою частиною матеріального виробництва, сукупністю багатьох підсистем, що охоплюють видобуток, перетворення, розподіл, зберігання та споживання енергоносіїв. Особливе місце належить газовій промисловості. Для України, котра посідає 15-те місце в світі за обсягом видобутку 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 м³ власного газу, а споживаючи значно більші об'єми (до 80 млрд м³ газу), потрібно нарощувати резерви газопостачання та розвивати газотранспортну мережу з одночасною диверсифікацією джерел.

Існують такі шляхи створення резервів: залучення додаткових потужностей у систему газовидобування і розбудова мережі підземних сховищ газу (ПСГ) поблизу основних центрів споживання газу. Потенційні ресурси газу в Україні залишаються ще досить великими (7072,7 млрд м³) і при належному фінансуванні дозволили б стабілізувати його видобуток. Однак такий шлях у світовій практиці вважають менш раціональним. ПСГ дозволяють нівелювати екстремальні періоди споживання газу шляхом видобутку тієї кількості, якої не вистачає, або закачувати надлишки газу в підземелля. Це забезпечує роботу газотранспортної системи протягом року з продуктивністю, близькою до номінальної. Таким чином, створення ПСГ стало головним резервом виробничих потужностей у газовій галузі України.

Активна місткість підземних газосховищ України є другою в Європі, що дає можливість надавати європейським країнам послуги з підземного зберігання газу.

Україна володіє потужною газотранспортною мережею, яка складається з 37,6 тис. км газопроводів різного призначення та різної продуктивності, 73 компресорних станцій із 110 компресорними цехами, 1607 газорозподільних станцій, 13 підземних сховищ загальним об'ємом за активним газом понад 32 млрд м³ та об'єктів інфраструктури.

Для підтримки високого рівня функціонування газотранспортної системи слід формувати рівнонадійну структуру в усіх її ланках: **пласт – свердловина – компресорна станція – газопровід**.

До складу обладнання устя свердловини входить колонна головка, за допомогою якої обв'язують обсадні труби під час буріння, а в процесі експлуатації вона виконує функції фундамента для встановлення фонтанної арматури, яка залишається на свердловині на весь час роботи.

Колонні головки вибирають з урахуванням максимального тиску пласта.

Обладнання устя свердловини складається з нижньої, проміжної – першої, другої колон, після яких приєднується хрестоподібна трубна головка.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 1

ТИПОВІ СХЕМИ, КОНСТРУКЦІЇ ТА УМОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ФОНТАННОЇ АРМАТУРИ

Мета роботи – ознайомитися з призначенням, основними параметрами і типовими схемами фонтанної арматури (АФ), яка виготовляється згідно з діючим стандартом. Навчитися складати шифр фонтанної арматури залежно від її конструкції, способу керування засувками, умовного проходу, тиску, кліматичного виконання і корозійної стійкості.

1.1. Прилади та інструменти

1. Натурні зразки засувки.
2. Плакати фонтанної арматури.
3. Вимірвальні прилади: лінійка, штангенциркуль.

1.2. Короткі теоретичні відомості

Фонтанна арматура складається з *ялинки та трубної обв'язки*. Монтується вона на колонній обв'язці експлуатаційної свердловини і збирається за однією із схем, передбачених відповідним стандартом, яким регламентується шість типових схем для експлуатації фонтанних свердловин та дві типові схеми ялинок (трикутна і хрестоподібна) для експлуатації нагнітальних свердловин (рис. 1.1).

Шифр фонтанної арматури залежно від її конструкції, способу керування засувками, умовного проходу, тиску, кліматичного виконання і корозійної стійкості може складатися від дев'яти і більше літерних і цифрових позначень.

Повний шифр фонтанної арматури (ГОСТ 13846-74) умовно виглядає так:

$$АФХ_1Х_2Х_3 - Х_4 \times Х_5Х_6Х_7,$$

де А – арматура, Ф – фонтанна;

Х₁ – конструктивне виконання:

з фланцевим з'єднанням – без позначення (найбільш поширене);

підвішування піднімальної колони на різі перевідника головки труби – К;

підвішування піднімальної колони на муфті в трубній головці – без

позначення;

для експлуатації свердловин УЕЦН – Е;

Х₂ – номер схеми арматури: при дворядному концентричному підвішуванні до номера схеми додається літера «а»;

Х₃ – спосіб керування засувками:

вручну – без позначення;

дистанційний і автоматичний – В;

автоматичний – А;

Х₄ – прохід у мм за ГОСТ 13846-74.

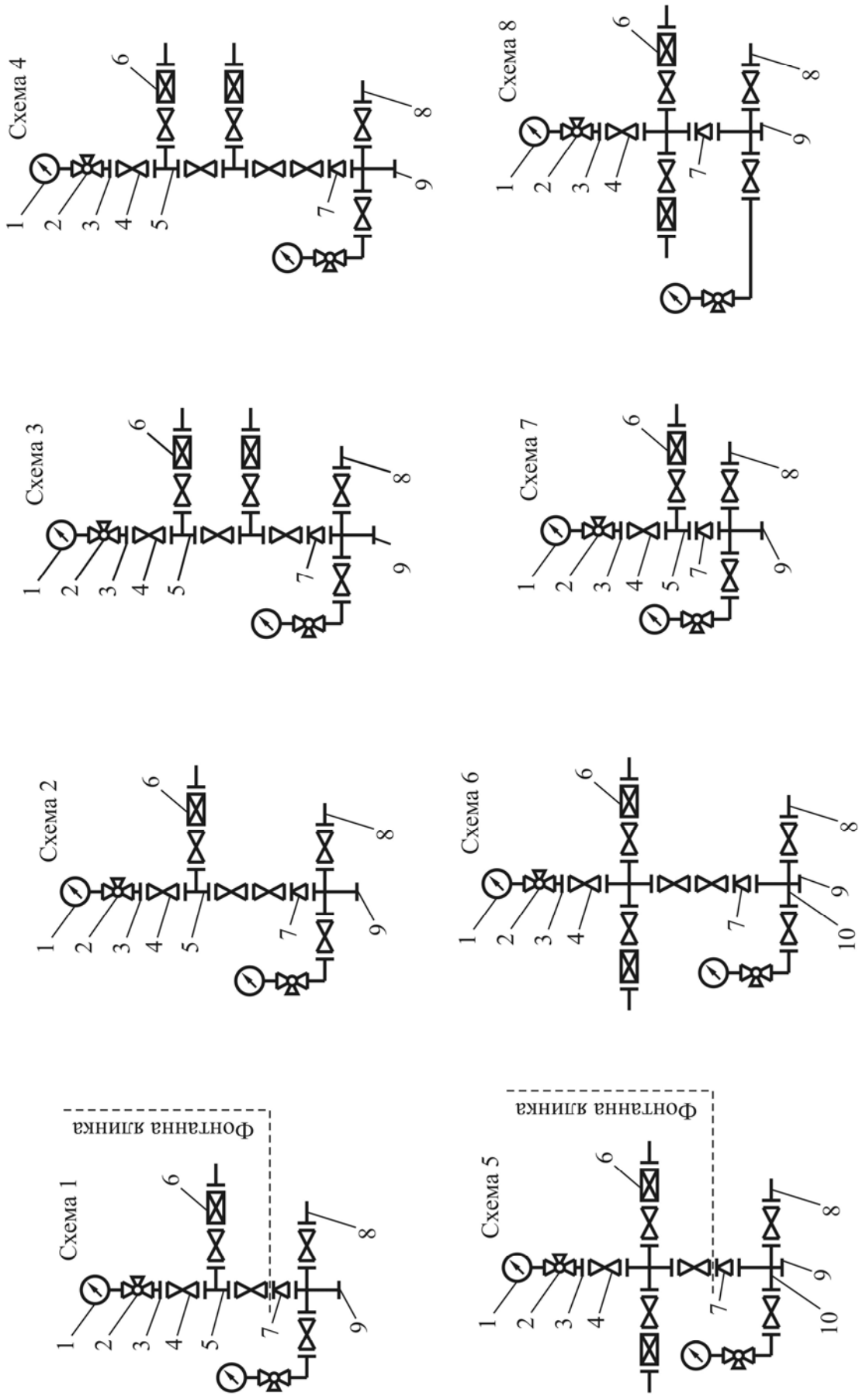


Рис. 1.1. Типові схеми фонтанної арматури:

1 – манометр; 2 – вентиль; 3 – буферний фланець під манометр; 4 – запірний пристрій; 5 – трійник; 6 – дросель; 7 – переводник трубної головки; 8 – відповідний фланець; 9 – труба хрестоподібна ялинки; 10 – хрестоподібна ялинка

Коли умовні проходи стовбура ялинки та її бічних труб відрізняються, то цифрове позначення має вигляд дробу.

X_5 – робочий тиск, МПа;

X_6 – кліматичне виконання за ГОСТ 15150–69:

для помірних кліматичних зон без позначення,

для помірної і холодної кліматичних зон – ХЛ;

X_7 – виконання за корозійною стійкістю:

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 і CO_2 – К3.

Приклад. Фонтанна арматура з підвішуванням насосно-компресорних труб на різі перевідника трубної головки, виготовлена на робочий тиск 35 МПа: за схемою № 6 з дистанційним керуванням засувками та умовним проходом по стовбуру 80 мм, для корозійного середовища з вмістом H_2S і CO_2 до 6 % має таке позначення:

АФК6В – 80×35К2.

Для арматури з муфтовим підвішуванням двох рядів труб і бічного відводу струни діаметром 65 мм позначення таке:

АФ6аВ – 80/65×35К2.

1.3. Зміст роботи

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

Рекомендована література

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: підруч. / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.
5. Подземные газохранилища в отработанных угольных шахтах: учеб. пособие / Г.Г. Пивняк, Н.А. Дудля, Я. Семек и др. – Д.: Национальный горный университет, 2008. – 240 с.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 2

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

Мета роботи – ознайомлення з призначенням, основними параметрами, типовими схемами та принципом дії запірних та регулюючих пристроїв, що застосовуються в арматурі фонтанних, газліфтних та нагнітальних свердловин. Вивчення способів дистанційного керування засувками та типів приводів, котрі застосовуються при цьому. Навчитися вибирати той чи інший тип засувок залежно від умов їх експлуатації.

2.1. Прилади та інструменти

1. Натурні зразки засувок, кранів, знімних штуцерів та вентилів різних типів.
2. Вимірювальні прилади: лінійка, мікрометр, штангенциркуль.
3. Відповідна нормативно–технічна та довідкова інформація.

2.2. Короткі теоретичні відомості

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

Запірні пристрої – засувки та крани, застосовані у фонтанній арматурі, широко використовують і в обладнанні для всіх технологічних процесів і операцій під час видобутку нафти і газу.

Найбільш складні умови експлуатації запірних пристроїв спостерігаються при їхньому застосуванні 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 або мільйонів кубометрів газу, котрі часто містять у собі агресивні суміші (H_2S і CO), абразив, сильно мінералізовану воду. Іноді температура пластової рідини досягає 200 – 250 °С, а температура навколишнього середовища – 50 °С. 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 за наявності агресивних середовищ й абразиву, при високих і низьких температурах бути оперативними в керуванні, мати мінімальну металомісткість.

Принципові схеми основних запірних і регулюючих пристроїв відрізняються між собою способом ущільнення. Ефект ущільнення *клинової засувки* досягається за рахунок розпірного зусилля клина – шибера, що

притискається до гнізд каналів засувки. Однак засувки цього типу мають низку недоліків: непрямоточність потоку рідини чи газу, виникнення завихрювань, змивання шиберу у відкритому положенні рідиною. Тому засувки з клиновим шибером створюють великі гідравлічні опори, а довговічність омиваного потоком рідини або 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 обсяг їх виробництва різко скоротився, однак парк їх дотепер дуже великий.

Більш удосконаленою є *плоскошиберна засувка* (рис. 2.1), в якій ущільнення контакту шибер – гніздо досягається різними способами, але в усіх випадках їх конструкція виключає омивання герметизуючих поверхонь шиберу у відкритому положенні потоком рідини або газу.

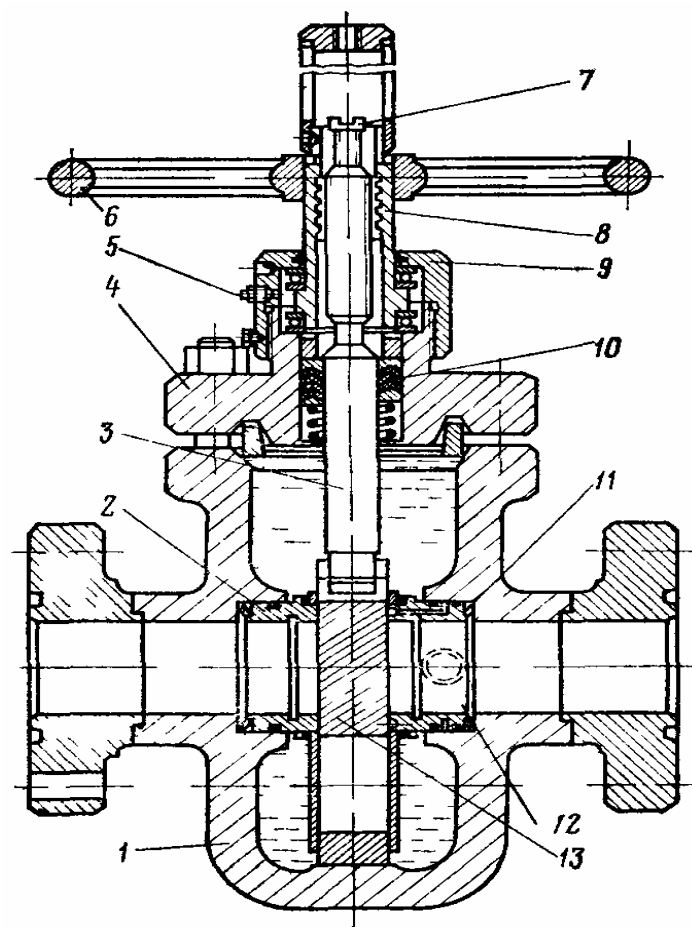


Рис. 2.1. Розріз прямиоточної плоскошиберної засувки:

1 – корпус; 2 – сідло на вході; 3 – шпindel; 4 – кришка; 5 – нагнітальний клапан; 6 – маховик; 7 – регулювальний гвинт; 8 – ходова гайка; 9 – кришка підшипників; 10 – манжети; 11 – тарілчаста пружина; 12 – сідло на виході; 13 – шибер

Потік рідини чи газу при проходженні через шибер зберігає свій напрямок, а тому засувки цього типу називаються також *прямиоточними*.

Такий принцип побудови дозволив значно підвищити довговічність засувки і різко зменшити в ній гідравлічні витрати. Плоска форма шиберу

спрощує її виготовлення і ремонт. Засувки цього типу – основні серед тих, що випускаються.

Більш складну конструкцію мають *прямотечійні плоскошиберні засувки* (рис. 2.2). Вони також розраховуються на робочий тиск 70,0 МПа, але відрізняються системою ущільнення.

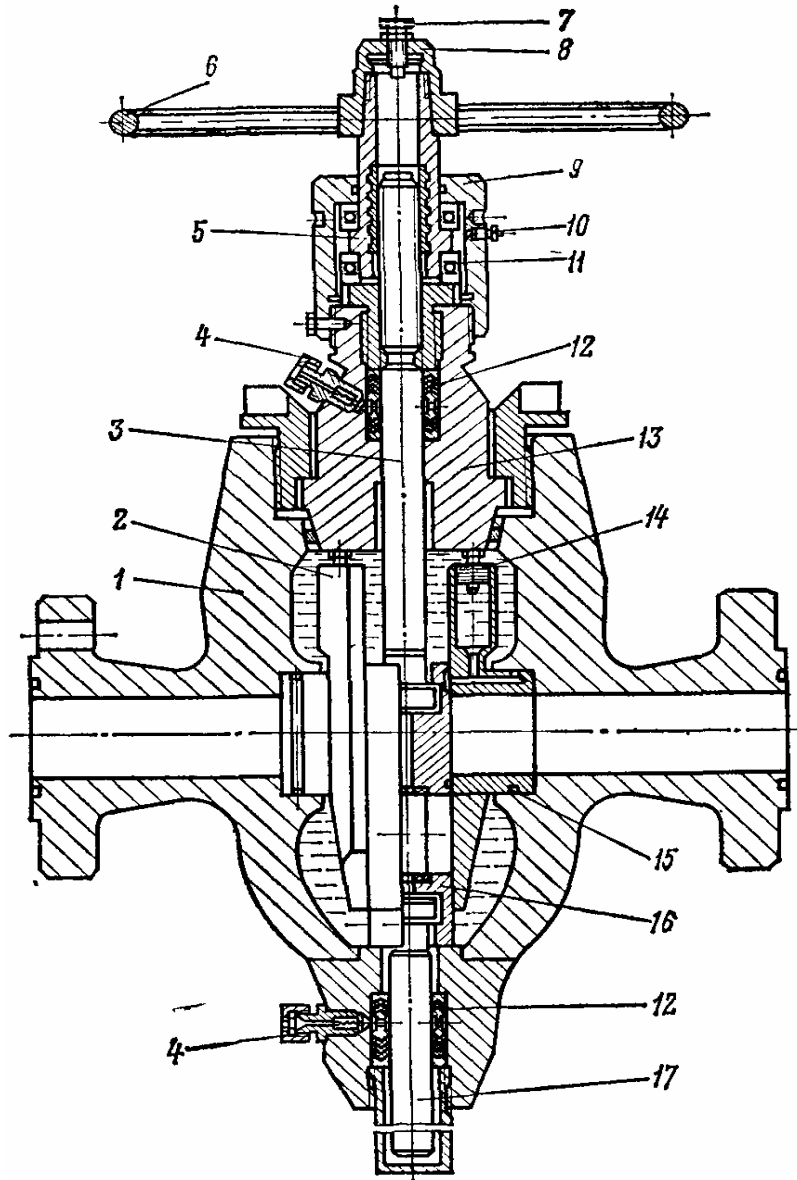


Рис. 2.2. Розріз плоскошиберної засувки з примусовим змащенням запірною пристрою:
1 – корпус; 2 – щока; 3 – шпindel; 4 – зворотний клапан; 5 – втулка; 6 – маховик; 7 – гвинт;
8 – гайка; 9 – корпус підшипника; 10 – маслянка; 11 – підшипник; 12 – ущільнення;
13 – кришка; 14 – поршень; 15 – канавка, 16 – втулка; 17 – контршпindel

У корпусі засувки встановлені дві напрямні щоки з канавками для спеціального змащення.

Шибер складається з двох плашок, що розпираються декількома пружинами. Плашки мають пази, у яких розміщені головки шпindelа і контршпindelа. Мастило подається до поверхонь, що ущільнюються, під

тиском робочого середовища, а це поліпшує герметичність затвора. Запас мастила поповнюється через зворотні клапани. Привід засувки – пневматичний.

У *корковому крані з конічною пробкою* (рис. 2.3) герметичність ущільнення досягається точністю виготовлення корпусу і пробки, величиною зазору між ними, а також за допомогою спеціального мастила, що заповнює корпус крана. Кран розрахований на робочий тиск 14,0 МПа і має прохідний отвір діаметром 65 мм. Крани аналогічної конструктивної схеми випускаються на тиски до 100 – 120 МПа. Для встановлення, вмикання – вимикання манометрів і для зниження тиску використовуються вентилі.

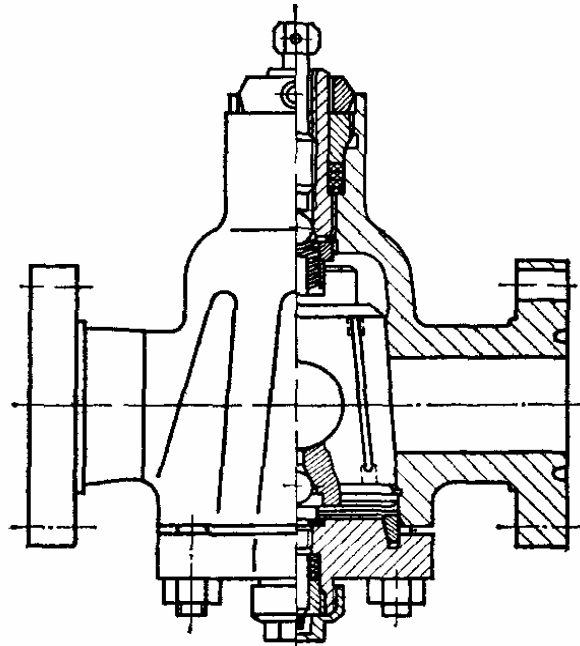


Рис. 2.3. Розріз коркового крана

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

Регульовані штуцери (дроселі), рис. 2.4, аналогічні за конструкцією вентилю. Вони дозволяють безступенево 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 змінюється в межах від 3 до 35 мм, що й дозволяє регулювати витрату рідини чи газу. Штуцер розрахований на робочий тиск до 70,0 МПа. Вага штуцера – близько 80 кг.

Для полегшення керування штуцерами та можливості телекерування їх оснащують приводом.

При агресивних середовищах і значних витратах рідини чи газу насадка шпинделя і гніздо штуцера швидко зношуються. Для підвищення зносостійкості ці деталі виготовляють зі спеціальних композитних матеріалів. Однак і це не виключає необхідності в частих замінах регульованого штуцера. Тому в подібних умовах застосовуються змінні, втулкові штуцери з різними діаметрами отворів.

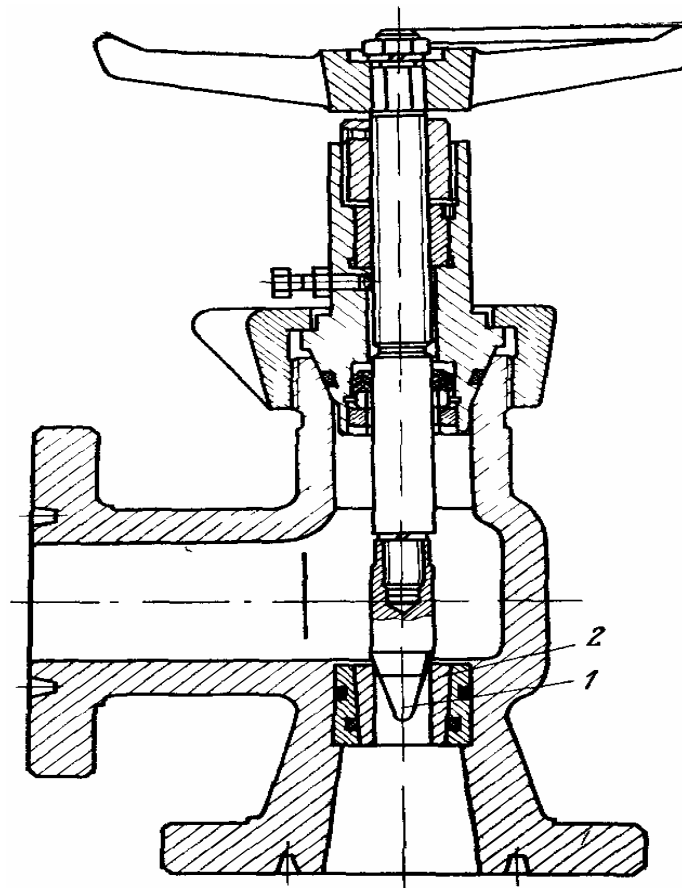


Рис. 2.4. Розріз регульованого штуцера:
1 – змінна насадка; 2 – втулка

2.3. Зміст роботи

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

Рекомендована література

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: підруч. / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Е.А. Федоренко. – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 412 с.
5. Подземные газохранилища в отработанных угольных шахтах: учеб. пособие / Г.Г. Пивняк, Н.А. Дудля, Я. Семек и др. – Д.: Национальный горный университет, 2008. – 240 с.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА 3 ОБҐРУНТУВАННЯ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

Мета роботи – розрахунок параметрів та вибір основного обладнання експлуатаційної свердловини для відповідних гірничо-геологічних умов.

3.1. Розрахунок параметрів фонтанного підйомника

Для одержання зі *свердловини оптимального дебіту* протягом усього терміну фонтанування та для максимально можливого продовження цього періоду слід підібрати такий діаметр штанги підйомника, при якому забезпечувався би оптимальний режим його роботи 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/м³;
- кінцевий дебіт нафти $Q_k = 40$ т/добу;
- початковий газовий фактор $G_{0n} = 1250$ м³/т;
- початковий вибійний тиск $p_{1n} = 32$ МПа;
- кінцевий вибійний тиск $p_{1k} = 15$ МПа;
- кінцевий тиск на усті свердловини $p_{2k} = 5$ МПа;
- тиск насичення $p_{нас} = 8,5$ МПа.

Послідовність розрахунку

Розрахуємо оптимальний діаметр насосно-компресорних труб (НКТ) з урахуванням кінцевих умов фонтанування свердловини. Для цього одиницю виміру параметра Q_k переведемо в м³/с і запишемо:

$$Q_k = \frac{Q_k \cdot 10^3}{86400 \cdot \gamma} = \frac{40 \cdot 10^3}{86400 \cdot 900} = 0,52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.1)$$

$$d = 0,35 \cdot \sqrt{\frac{L \cdot \gamma \cdot g}{p_{1k} - p_{2k}}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q_k \cdot L \cdot \gamma \cdot g}{L \cdot \gamma \cdot g - (p_{1k} - p_{2k})}} = \quad (3.2)$$
$$= 0,35 \cdot \sqrt{\frac{4235 \cdot 900 \cdot 9,8}{(15 - 5) \cdot 10^6}} \cdot \sqrt[3]{\frac{0,52 \cdot 10^{-3} \cdot 4235 \cdot 900 \cdot 9,8}{4235 \cdot 900 \cdot 9,8 - (15 - 5) \cdot 10^6}} = 0,06 \text{ м.}$$

Приймаємо НКТ $\text{Ø}73 \times 5,5$ мм.

Перевіримо знайдений діаметр труб за початковими умовами фонтанування (на максимальну пропускну здатність). Для цього слід обчислити тиск в усті свердловини на початку фонтанування за формулою

$$P_{2n} = (p_{1n} - p_{2n}) \cdot \lg \frac{p_{1n}}{p_{2n}} = \frac{0,0043 \cdot \gamma \cdot L^2}{d^{0,5} \cdot G_{0n}}, \quad (3.3)$$

де $G_{0n} = 1250 \text{ м}^3/\text{т}$ – густина нафти (початковий газовий фактор);

$d = 6,2 \text{ см}$ – внутрішній діаметр секції НКТ,

або

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

Знаходимо максимальну пропускну здатність підйомника (НКТ $\text{Ø}73 \times 5,5 \text{ мм}$) як

$$Q_{\text{макс}} = \frac{k \cdot d^3 \cdot (p_{1n} - p_{2n})^{1,5}}{\gamma^{0,5} \cdot L^{1,5}}, \quad (3.4)$$

де k – коефіцієнт гідравлічного опору ліфтового підйомника, який дорівнює 125.

Значення інших складових формули (3.4) наведені раніше. 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 $\text{Ø}73 \times 5,5 \text{ мм}$) не зможе пропустити дебіт, більший за 110,4 т/добу, що значно менший від **початкового дебіту** в 130 т/добу.

Тому обчислимо необхідний діаметр секції НКТ підйомника виходячи з початкових умов фонтанування на максимальному режимі ($Q_{\text{п}}=130 \text{ т/добу}$) за формулою

$$d = 1,27 \cdot 10^{-5} \cdot k \cdot \sqrt{\frac{L}{1 \cdot 10^{-5} (p_{1n} - p_{2n})}} \cdot \sqrt[3]{Q_n \gamma^{0,5}}. \quad (3.5)$$

Значення складових формули (3.5) наведені 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 разі можна прийняти найближчий більший стандартний одноступеневий підйомник з внутрішнім діаметром труб 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 НКТ має $\text{Ø}73 \times 5,5 \text{ мм}$, а вгорі – з НКТ $\text{Ø}89 \times 6 \text{ мм}$, причому такою довжиною, щоб еквівалентна пропускну здатність комбінованого підйомника дорівнювала пропускну здатності розрахованого підйомника з діаметром труб 0,076 м.

При двоступеневому підйомнику довжина верхньої секції НКТ ($\text{Ø}89 \times 6 \text{ мм}$) може бути визначена за формулою

$$l_2 = L \frac{d - d_1}{d_2 - d_1} = 4235 \cdot \frac{0,076 - 0,062}{0,077 - 0,062} = 3953 \text{ м.} \quad (3.6)$$

Тоді довжина нижньої секції насосно-компресорних труб ($\varnothing 73 \times 5,5$ мм)

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

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

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

3.2. Розрахунок граничної обводненості

Обчислення граничної обводненості можливе за умови, що зберігається процес фонтанування нафтової свердловини, яка оснащена розрахованим підйомником.

Для цього використовуємо формулу

$$B = 1 / \left(1 + \frac{1,227 \cdot L^2 \cdot g \cdot (\rho_g - \rho_{nn}^*)}{\left[G_{0п} - \frac{\alpha (P_{1п} + P_{2п})}{\gamma} \right] d^{0,5} (P_{1п} - P_{2п}) \lg \frac{P_{1п}}{P_{2п}}} \right), \quad (3.7)$$

де ρ_g – густина води, $\rho_g = 1000$ кг/м³; ρ_{nn}^* – середня густина нафти у підйомнику, яка розраховується так:

$$\rho_{nn}^* = \frac{\gamma + \gamma_1}{2} = \frac{0,9 + 0,81}{2} = 0,855 \text{ т/м}^3; \quad (3.8)$$

α – коефіцієнт розчинності, котрий

$$\alpha = \frac{G_{0п} \gamma_1}{10^3 (P_{нас} - 0,1)} = \frac{1250 \cdot 900}{10^3 (8,5 - 0,1)} = 133,9 \frac{1}{\text{МПа}}. \quad (3.9)$$

Тоді гранична обводненість

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

$$= 1 / \left(1 + \frac{3826794120}{1241,08 \cdot 10^6} \right) = 0,25,$$

тобто граничний рівень обводненості складає 25 %.

3.3. Зміст роботи

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

Рекомендована література

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.

Дудля Микола Андрійович,

Расцветаєв Валерій Олександрович

ПІДЗЕМНІ ГАЗОСХОВИЩА
МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ ДО ВИКОНАННЯ
ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

СТУДЕНТАМИ СПЕЦІАЛЬНОСТІ 7(8).05030101
РОЗРОБКА РОДОВИЩ ТА ВИДОБУВАННЯ КОРИСНИХ КОПАЛИН
СПЕЦІАЛІЗАЦІЯ «ТЕХНОЛОГІЯ АКУМУЛЮВАННЯ І ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ»

Редактор Чуїщева Л.О.

Підписано до друку 04.07.2013. Формат 30x42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 1,2.
Обл.-вид. арк. 1,2. Тираж 100 прим. Зам. №

ДВНЗ «НГУ»
49027, м. Дніпропетровськ, просп. К. Маркса, 19.