МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Інститут інженерної механіки
Кафедра нафтогазових машин та обладнання

МАРУСЯК НАЗАР МИРОСЛАВОВИЧ

УДК 622.276.522(571.122)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Модернізація лабораторної роботи з вивчення обладнання газліфтної установки

(назва роботи)

Обладнання нафтових і газових промислів
(назва освітньої програми)

185 –Нафтогазова інженерія та технології
(шифр і назва спеціальності)

_____***Н.М. Марусяк***

(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього рівня)

Науковий керівник

Федорович ЯТ., к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Допущено до захисту

Завідувач кафедри

доцент _____ Я. Т. Федорович
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент
доцент _____ В.В. Михайлюк
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ – 2025 рік

РЕФЕРАТ

Магістерська робота на тему “Модернізація лабораторної роботи з вивчення обладнання газліфтної установки” містить 97 сторінок, 3 таблиці, 34 рисунки, 28 найменувань використаних джерел і графічний матеріал загальним обсягом 7 аркушів формату А1.

Об’єктом дослідження є процес видобування нафти газліфтним способом.

Мета роботи полягає у дослідженні методик та обладнання для газліфтної експлуатації свердловин та розроблення навчальних матеріалів для проведення лабораторної роботи з дисципліни «Машини та обладнання для видобутку нафти і газу».

В магістерській роботі проведено аналіз промислового досвіду та умов застосування газліфтного способу експлуатації нафтових свердловин. Наведений опис технологічного процесу експлуатації свердловини та застосовуваного для його реалізації обладнання. Розглянуто особливості конструкцій свердловинного обладнання, що використовується в складі газліфтних установок та проблеми, що виникають при їх експлуатації.

Розглянуто методику розрахунку газліфтної установки. Розрахунок режиму роботи газліфта включає розрахунки пускового режиму та режиму встановленої роботи.

Розроблено лабораторний стенд, лабораторне заняття та навчальні матеріали для вивчення конструкцій та принципу дії обладнання для газліфтної експлуатації свердловин.

Розроблені заходи з охорони праці при виконанні лабораторної установки, що включають аналіз потенційних небезпек і шкідливих факторів виробничого середовища, а також заходи по забезпеченню нормальних умов праці.

Ключові слова: газліфтний спосіб експлуатації, газліфтний клапан, свердловинна камера, циркуляційний клапан, інгібіторний клапан, лабораторна установка, тести для вхідного контролю знань.

ABSTRACT

The master's thesis on ‘Modernisation of laboratory work on the study of gas lift equipment’ contains 97 pages, 3 tables, 34 figures, 28 references and graphic material with a total volume of 7 A1 sheets.

The object of the study is the process of oil production using the gas lift method.

The purpose of the work is to study methods and equipment for gas lift operation of wells and to develop training materials for laboratory work in the discipline ‘Machines and equipment for oil and gas production.’

The master's thesis analyses industrial experience and conditions for the application of the gas lift method of oil well exploitation. It provides a description of the technological process of well exploitation and the equipment used for its implementation. The features of the design of well equipment used in gas lift installations and the problems arising during their operation are considered.

The methodology for calculating a gas lift installation is considered. The calculation of the gas lift operating mode includes calculations of the start-up mode and the established operating mode.

A laboratory stand, laboratory classes and teaching materials have been developed to study the designs and operating principles of equipment for gas lift well operation.

Occupational safety measures have been developed for the laboratory installation, including an analysis of potential hazards and harmful factors in the production environment, as well as measures to ensure normal working conditions.

Keywords: gas lift operation, gas lift valve, well chamber, circulation valve, inhibitor valve, laboratory setup, tests for incoming knowledge control.

ЗМІСТ

		стор.
	ВСТУП	5
	РОЗДІЛ 1	9
1.1	Обгрунтування виконання роботи	9
1.2	Актуальність використання газліфтного способу експлуатації свердловин (аналіз конструктивних схем газліфтних установок та умови їх застосування)	16
1.3	Методика вибору обладнання для газліфтної експлуатації свердловин	27
1.4	Аналіз конструкцій обладнання для газліфтного способу експлуатації та принципу його дії	45
	РОЗДІЛ 2	55
2.1	Модернізація лабораторного стенда обладнання для газліфтної експлуатації свердловин	55
2.2	Розроблення методвказівок до лабораторної роботи з дослідження роботи газліфтного обладнання	61
2.3	Розроблення тестових завдань з вивчення конструкцій обладнання газліфтної установки для контролю знань студентів	71
	РОЗДІЛ 3	86
3.1	Питання охорони праці при виконанні лабораторної роботи	86
	ВИСНОВКИ	89
	ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА	90

ВСТУП

Зазвичай, свердловини фонтанують лише на початку свого циклу життя, тобто відразу після буріння. Через деякий час тиск у пласті падає і фонтан вичерпується. Зрозуміло, якби при цьому завершилася експлуатація свердловини, то під товщами землі залишалося б понад 80% нафти.

При завершенні фонтанування, потрібне встановлення додаткового обладнання, оскільки дефіцит пластової енергії не дозволяє свердловині працювати на колишньому рівні та отримувати високий відбір рідини. Кожен спосіб експлуатації має свою раціональну сферу застосування, яка відповідає мінімальним витратам енергії на підйом рідини зі свердловин. Кордони цієї області визначають на основі, перш за все, економічної ефективності даного способу експлуатації та обладнання для експлуатації конкретної свердловини з урахуванням технічних можливостей способу експлуатації та впливу на ефективність глибин свердловин, діаметрів експлуатаційних колон, геометричних особливостей стовбура свердловин, дебітів, складу пластової рідини або газу [1].

Наявність багатьох факторів, що впливають ефективність застосування того чи іншого способу експлуатації, призводить до практично неможливого визначення меж їх застосування. Тому на практиці межі цих областей перекриваються і термін служби експлуатаційних способів залежить від навичок обслуговуючого промислового персоналу, рівнем його кваліфікації, загальним технічним рівнем та організацією виробництва у галузі.

Газліфт - один із механізованих способів експлуатації, енергія при якому вводиться у вигляді стиснутого газу. У цій магістерській роботі розглянуто експлуатацію нафтових свердловин при газліфтному способі видобутку.

Ще кілька років тому газліфтний спосіб експлуатації вважався безнадійно застарілим. Його збиралися повністю замінити на спосіб видобутку з використанням електричних відцентрових насосів (ЕВН) або гвинтових насосів. Цей спосіб механізованого видобутку дозволяє збільшити дебіт свердловини,

експлуатувати свердловину при нижчих рівнях тиску на вибої і, таким чином, збільшити сумарний відбір зі свердловини або видобуток більш важких рідин.

Однак чутки про застарілість газліфтного способу виявилися сильно перебільшеними. Було відкладено або припинено кілька проектів щодо переведення свердловин з газліфтного на інші способи експлуатації у зв'язку з проблемами, що виникли при відкачуванні рідин з великим вмістом газу, твердих частинок тощо. Як показує практика, газліфтний спосіб експлуатації цілком життєздатний і дуже успішно застосовується там, де раніше вважався неефективним [2,3].

Останні удосконалення газліфтного обладнання та методик газліфтної експлуатації спрямовані на забезпечення можливості ефективного використання газліфтного способу видобутку нафти у більш складних умовах, серед яких [4-12]:

- нова газліфтна оправка SBRO-DVX фірми Weatherford має спеціально розроблену унікальну конструкцію із двома кишенями з прохідними каналами, яка забезпечує наявність безлічі бар'єрів для захисту затрубу від попадання свердловинних корозійних рідин і впливу тиску, дозволяє запобігти перетіканню рідини при заміні клапанів, усуваючи, таким чином, необхідність періодичного розвантаження затруба, а також забезпечуючи збільшення терміну служби клапана та підвищення швидкості відбору нафти;

- компанія AppSmiths, Inc. (ASI) пропонує новий засіб моніторингу газліфтної експлуатації, який отримав назву “Визначник глибини закачування за допомогою індикатора CO_2“;

- стандарти на газліфтне обладнання API 11V1 протягом багатьох років були галузевим стандартом на газліфтні камери (оправки) та клапани. В даний час відбувається процес заміни цього документа новою серією стандартів, розроблених у рамках Міжнародної організації зі стандартизації (ISO);

- продовжуються роботи з удосконалення програмного забезпечення для проектування газліфтних систем. Серед найбільш відомих програм - "Prosper" від Petroleum Experts, "WellFlo" від Edinburgh Petroleum Services (підрозділ

Weatherford), "PipeSim" від Baker Jardine (підрозділ Schlumberger) і "WinGLUE" від Shell International Exploration Production;

- проектування газліфтних систем за допомогою моделювання роботи газліфтних клапанів;

- використання штуцерів для розвантаження газліфтних клапанів;

- комплексна оптимізація газліфтної експлуатації родовища;

- моніторинг роботи та оптимізація газліфтних систем у режимі реального часу.

Дана кваліфікаційна робота розроблена для кращого розуміння сутності газліфтного способу видобутку та призначені для студентів вищих навчальних закладів, що вивчають машини та обладнання нафтогазової промисловості.

Розвиток суспільства на сучасному етапі висуває відповідні вимоги до підготовки компетентних фахівців, що в свою чергу зумовлює потреби в пошуку і впровадженні новітніх технологій та інтерактивних форм навчання на всіх рівнях освіти.

Через перехід на компетентнісну основу в підготовці майбутніх фахівців виникає потреба у зміні технологій, форм і методів проведення занять, що дозволить уникнути суперечності між теоретичною підготовкою та практичними навиками фахівців. Необхідне розроблення і використання інноваційних технологій навчання в підготовці фахівців нафтогазової галузі.

Розроблення лабораторного стенда, лабораторного заняття та навчальних матеріалів для вивчення конструкцій та принципу дії обладнання для газліфтної експлуатації свердловин дозволить студентам краще засвоювати теоретичні положення, використовувати їх на практиці та бути підготовленим для майбутньої виробничої діяльності.

Мета роботи. Дослідження методик та обладнання для газліфтної експлуатації свердловин та розроблення навчальних матеріалів для проведення лабораторної роботи з дисципліни «Машини та обладнання для видобутку нафти і газу».

Основні завдання:

- аналіз конструктивних схем газліфтних установок та умови їх застосування;
- розроблення методики вибору обладнання для газліфтної експлуатації свердловин;
- аналіз конструкцій обладнання для газліфтного способу експлуатації та принципу його дії;
- розроблення лабораторного стенду, методичних вказівок та тестів для контролю знань до лабораторної роботи з вивчення обладнання для газліфтної експлуатації свердловин.

Об'єкт дослідження. Процес видобування нафти газліфтним способом.

Предмет дослідження – обгрунтування конструктивних і режимних параметрів сучасного обладнання для газліфтної експлуатації свердловин, методик його вибору та способів експлуатації, розроблення навчальних матеріалів.

Методи досліджень включають узагальнення і аналіз джерел інформації, теоретичні і експериментальні методи дослідження, що базуються на законах фізики і механіки. Для отримання і обробки даних застосовувалися сучасне програмне забезпечення і обчислювальна техніка.

РОЗДІЛ 1

1.1 Обгрунтування виконання роботи

Газліфтний і насосний способи експлуатації свердловин відносяться до механізованих способів.

Суть газліфтного способу експлуатації полягає в підйомі продукції свердловини за рахунок подачі в неї необхідної кількості стиснутого газоподібного робочого агента.

В даний час газліфтний спосіб експлуатації свердловин є одним із найпоширеніших і ефективних способів експлуатації свердловин. Цей спосіб видобутку має ряд переваг, таких як [13-15]:

- можливість варіювати відбором рідини в широких межах (від 1500 до 2000 $м^3$/добу);

- можливість працювати в широких інтервалах температур;

- наявність великого газового фактора не ускладнює, а навпаки полегшує відбір рідини;

- великий міжремонтний період;

- простота підземного обладнання;

- можливість працювати з сильно викривленим стовбуром свердловини;

- наявність механічних домішок не ускладнює роботу свердловини;

- можливість працювати з агресивними рідинами.

До недоліків можна віднести:

- великі питомі витрати робочого агента;

- підвищені вимоги безпеки через наявність газу високого тиску;

– потреба у великій мережі трубопроводів високого тиску;

- великий комплекс складного наземного обладнання;

- підвищені вимоги до герметичності обладнання.

За час застосування газліфтного способу експлуатації було накопичено великий досвід експлуатації газліфтного комплексу.

Однією з основних проблем експлуатації газліфту є оптимальне розподілення та витрата газу. Тому виникає питання щодо заходів підвищення ефективності експлуатації газліфтних свердловин. До цих заходів можна віднести [13-17]:

- використання установок періодичного газліфту;

- використання нових герметизуючих матеріалів з метою усунення витоків газу з різьбових з'єднанні;

- відбір рідини по двох трубах фонтанної арматури з метою зниження гідравлічного опору та буферного тиску на високодебітних свердловинах і т.д.

Необхідно застосовувати інженерно обґрунтовані заходи для більш широкого застосування цього способу експлуатації свердловин, оскільки, нажаль, на промислах ще недостатньо враховуються переваги газліфтного способу експлуатації свердловин.

У яких випадках застосування газліфтного способу найбільш ефективно.

Газліфтний спосіб експлуатації найбільш ефективний у тих випадках, коли виникають проблеми при використанні інших методів механізованого видобутку [14]:

1. Видобуток рідини з великим вмістом газу. Навіть враховуючи останні вдосконалення насосних систем, що дозволяють відбирати рідину з підвищеним вмістом газу, безперечним є той факт, що наявність газу створює проблеми для роботи свердловинних насосів, і в той же час є перевагою при використанні газліфтного методу.

2. Наявність піску. Незважаючи на вдосконалені насосні системи для можливості відкачування рідини з підвищеним вмістом піску, продовжують виникати різні проблеми в їх роботі. Оскільки газліфтне обладнання не знаходиться на шляху потоку свердловинної рідини, присутність у цій рідині піску та твердих частинок не створює на це обладнання негативного впливу, і його можна використовувати для видобутку рідини з підвищеним вмістом піску, якщо концентрація останнього не надмірно висока.

3. Похилі свердловини. При великому викривленні стовбура свердловини можуть виникнути проблеми зі встановленням та експлуатацією свердловинних насосних систем. Газліфтні системи можуть успішно застосовуватися в свердловинах з кутом відхилення від вертикалі до 70°. Такий кут нахилу є максимальним для роботи канатної техніки, за допомогою якої встановлюється газліфтне обладнання.

4. Морський видобуток. На багатьох морських та деяких наземних видобувних комплексах можливість встановлення додаткового обладнання на гирлі дуже обмежена через відсутність необхідного для нього місця. Однією з переваг газліфтних систем є те, що для їх встановлення та експлуатації потрібен дуже незначний простір на гирлі. І якщо на видобувному комплексі використовується компресор для перекачування газу, він часто може застосовуватися для газліфтного видобутку. При цьому кількість необхідного додаткового обладнання буде дуже незначною.

5. Видобувні комплекси з підводними гирлами. Монтаж, експлуатація та обслуговування обладнання підводних видобувних комплексів є непростим завданням. Однак, якщо рівень тиску нагнітання газліфтної системи достатній для забезпечення централізованого нагнітання газу, можна обійтися без установки газліфтних клапанів, а закачування газу проводити через нагнітальну лійку. У цьому випадку застосування газліфта може стати надійним і ефективним способом механізованого видобутку зі свердловин з підводним гирлом.

6. Резервний спосіб експлуатації. У деяких випадках для збільшення дебіту свердловин або можливості вести видобуток при низьких тисках на вибої в свердловину спускають ЕВНи. Однак, при виході ЕЕН з ладу, особливо в умовах експлуатації морських свердловин із звичайним або підводним видобувним комплексом, виконання ремонтних робіт може займати тривалий час. У цих випадках газліфт використовується як резервний спосіб експлуатації на період ремонту або заміни ЕВН.

7. Свердловини з низьким тиском і великим вмістом газу. Одним із часто згадуваних недоліків безперервної газліфтної експлуатації є неможливість

видобутку при низькому рівні тиску на вибої. Однак, при низьких пластових тисках або слабкому припливі рідини в свердловину, а також підвищеному вмісті газу в рідині, що добувається періодична газліфтна експлуатація може стати прекрасною альтернативою механізованому насосному видобутку. Інформація щодо нової методики періодичного газліфту наводиться у специфікації API 11V10.

8. Свердловини з одночасною експлуатацією двох горизонтів. Закінчення багатьох свердловин проводиться спуском двох (а іноді й більше) колон НКТ на один ствол. Це робиться з кількох причин, головною з яких, мабуть, є можливість експлуатації двох або більше горизонтів, розкритих одним стволом, зниження витрат на буріння. Експлуатація двох або більше горизонтів в одноствольних свердловинах з використанням насосів є складним завданням. Забезпечити газліфтну експлуатацію таких свердловин також непросто, але цілком можливо. Інформація щодо використання газліфта для експлуатації двох або більше горизонтів, розкритих одноствольною свердловиною, наведена у специфікації API RP, 11V9.

Для ефективної газліфтної експлуатації необхідно досягти трьох основних цілей: максимально можлива глибина закачування газу, максимальна стабільність потоку і максимальна ефективність відбору рідини.

При газліфтній експлуатації існує кілька стандартних проблем. Кожна з них може спричинити значне зниження ефективності газліфтної експлуатації. Але більшість цих проблем можуть бути усунуті використанням відповідних методик моніторингу, автоматизації та оптимізації газліфтної експлуатації.

1. Недостатній рівень закачування газу. На багатьох родовищах дуже обмежені наявні обсяги газу для використання під час газліфтної експлуатації. У цьому випадку рівень закачування газу в деякі свердловини, кількість яких іноді досить значна, може бути недостатнім. Це може призвести до серйозних проблем, наприклад заниженого відбору, нестійкого потоку рідини і т.п. Для усунення проблеми недостатнього рівня закачування газу рекомендується застосовувати такі методики:

- забезпечити регулювання рівня нагнітання газу за допомогою регулюючих клапанів або системи автоматичного регулювання газліфтної експлуатації;

- відстежувати дебіт кожної свердловини з газліфтною експлуатацією та забезпечувати необхідний рівень закачування газу для свердловин із хорошим дебітом (краще знизиться видобуток малодебітних свердловин, ніж високо дебітних);

- розглянути можливість переведення деяких малодебітних свердловин на періодичний газліфт або насосне відкачування, якщо це необхідно для економії газу.

2. Надмірний рівень закачування газу. На деяких родовищах картина обернена: є надмірні обсяги газу. Тут існує тенденція до закачування надмірного обсягу газу на тій підставі, що якщо закачування деякого обсягу газу – це добре, то закачування більшого обсягу – ще краще. Надмірний рівень закачування газу може призвести до виникнення дуже нестабільного потоку рідини, що відбирається, і значного зниження ефективності даного способу експлуатації. Для усунення проблеми надмірного рівня закачування газу рекомендується використовувати такі методики:

- мати точну інформацію про оптимальний рівень закачування газу при газліфтній експлуатації для кожної конкретної свердловини та забезпечити регулювання обсягу, що закачується, для запобігання надмірному закачування;

- використовувати регулюючий клапан або систему автоматизації газліфтної експлуатації для забезпечення постійного оптимального рівня закачування газу для кожної свердловини та запобігання завантаженню надмірного обсягу газу;

- надлишки газу, що утворюються, зазвичай можуть бути реалізовані, або їх можна використовувати для закачування в інші свердловини, які переводяться на газліфтний спосіб експлуатації.

3. Невелика глибина закачування газу. Першою із зазначених вище цілей для досягнення ефективної газліфтної експлуатації є закачування газу на максимально можливу глибину. Закачування на невелику глибину знижує ефективність цього способу видобутку. Вона призведе до зниження дебіту

свердловини та збільшення рівня закачування газу. Невелика глибина закачування газу може бути викликана витоками в НКТ або оправки для знімного клапана, наявністю відкритих при закачуванні з гирла клапанів, або періодичним відкриванням верхніх клапанів через коливання тиску. Для усунення проблеми невеликої глибини закачування газу рекомендується використовувати такі методики:

- забезпечити надійну систему моніторингу з використанням двох- або трьох діаграмних самописців, або систему автоматизації газліфтної експлуатації для безперервної перевірки відсутності невеликої глибини закачування. Ознаками невеликої глибини закачування газу є низький тиск закачування, надто низький дебіт тощо;

- при необхідності слід виконати перевірку наявності надто малої глибини закачування за допомогою вимірювання тиску відбору рідини, рівня CO_2 тощо;

- якщо надто невелика глибина закачування підтвердилася, необхідно встановити причину та усунути її.

4. Пульсація та нестабільність потоку. Пульсація і нестабільність тиску і потоку рідини, що відбирається, є типовою проблемою на більшості свердловин з газліфтом. Стабільність накачування газу та відбору нафти, безперечно, є важливими факторами досягнення ефективності газліфтного способу експлуатації. Нестабільність може бути викликана різними причинами, включаючи витоку, недостатній рівень закачування газу, надмірно високий рівень закачування газу, невідповідність рівня тиску закачування, неправильне встановлення газліфтних клапанів і т.п. Найбільш частою причиною є занадто великий діаметр вихідного отвору, штуцера або вирви у газліфтному нагнітальному клапані. Для усунення проблеми пульсації чи нестабільності потоку рекомендується використовувати такі методики:

- забезпечити надійну систему моніторингу з використанням двох- або трьох діаграмних самописців, або систему автоматизації газліфтної експлуатації, для безперервної перевірки відсутності пульсації чи нестабільності потоку;

- у разі виявлення пульсації чи нестабільності потоку необхідно встановити причину виникнення цієї проблеми;

- іноді пульсацію або нестабільність потоку можна усунути регулюванням рівня закачування або тиску газу, що нагнітається;

- якщо це не допомогло, може знадобитися підйом газліфтного клапана або воронки та зміна їх прохідного діаметра або заміна верхнього розвантажувального клапана;

- якщо нестабільність потоку спричинена витіканням, останню необхідно усунути.

5. Порушення у роботі системи експлуатації свердловин. Більшість свердловин із газліфтним відбором експлуатуються як частина єдиної системи. Збій або порушення в роботі системи (зупинка або перезапуск компресора, зупинка або перезапуск експлуатаційного комплексу тощо) можуть негативно вплинути на роботу інших свердловин, що є частиною цієї системи. Наприклад, на інших свердловинах рівень закачування газу іноді може стати недостатнім або навпаки надмірним, або відбір рідини може стати нестабільним. При використанні ручного управління системою зреагувати належним чином на збій, що виник, в її роботі буває важко. Звичайно, виведення компресора з експлуатації досить тривалий час може бути компенсований коригуванням рівня закачування газу в свердловини. Однак, за наявності автоматичного режиму керування системою газліфтної експлуатації, можна налаштувати систему для автоматичного реагування на порушення, що виникло в її роботі. При цьому може підтримуватися необхідний рівень закачування газу в свердловини з хорошим дебітом і знижуватися рівень закачування свердловини з низьким дебітом. При необхідності подача газу в низькодебітні свердловини може бути зовсім припинена.

6. Інші можливі проблеми. При використанні газліфтного способу експлуатації можуть виникати також інші проблеми. Як приклади можна навести проблеми із замірним обладнанням на гирлі, гирловими регуляторами, джерелами

газу для закачування, закупорюванням ліній обв'язки, порушення в роботі експлуатаційного комплексу тощо.

1.2 Актуальність використання газліфтного способу експлуатації свердловин (аналіз конструктивних схем газліфтних установок та умови їх застосування)

Газліфтний видобуток - спосіб підйому рідини зі свердловини, що застосовується для видобутку нафти та пластових вод за рахунок енергії газу, що перебуває під надлишковим тиском. Як робочий агент застосовується стиснутий компресором попутний газ (компресорний газліфт) або повітря (ерліфт), а також природний газ під природним тиском (безкомпресорний газліфт). У тому числі застосовується газ з продуктивного пласта, розкритого тією ж свердловиною (внутрішньо свердловинний безкомпресорний газліфт) [16].

Завдання газліфта – газування рідини. При цьому густина газорідинної суміші (а отже, тиск її стовпа в свердловині) зі зростанням газоутримання зменшується, вибійний тиск свердловини знижується. Приплив продукції залежить від витрати газу.

Газліфт використовують за наявності факторів, які значно ускладнюють роботу насосів:

- високий газоміст або температура рідини;
- наявність піску;
- відкладення парафіну та солей;
- видобуток у кущових та похило спрямованих свердловинах.

Ефективність газліфта залежить від в'язкості, швидкості руху суміші, гирлового та пластового тисків.

Принцип дії газліфта полягає у розгазовуванні рідини в підйомних трубах та зменшенні її густини. При безперервній подачі газу газована рідина піднімається до гирла свердловини та виливається назовні. Газ подається під тиском до вибою свердловини і через робочий клапан видавлюється в рідину, в результаті густина рідини суттєво зменшується та встановлюється нове значення вибійного тиску.

Газліфтний підйомник характеризується глибиною занурення, висотою підйому рідини та відносним зануренням [17].

Глибина занурення – це висота стовпа дегазованої рідини h, що відповідає тиску біля башмака підйомника під час роботи свердловини.

Висота підйому – це відстань h_0 від рівня рідини до гирла під час роботи.

Відносне занурення – це відношення глибини занурення до всієї довжини підйомника.

В промисловій практиці при визначенні відносного занурення зазвичай виходять із робочого тиску, тобто з тиску нагнітання газу. Задаються робочим тиском та визначають відносне занурення.

Область застосування газліфту — високодебітні свердловини з великими вибійними тисками, свердловини з високими газовими факторами та вибійними тисками нижче тиску насичення, пісочні свердловини, а також свердловини у важкодоступних умовах (наприклад, затоплюваність, паводки, болота, відсутність доріг та ін.). Газліфтний спосіб ефективний при експлуатації викривлених свердловин, розробці багатопластових родовищ. Переваги його в порівнянні з іншими, особливо механізованими способами експлуатації, такі: висока техніко-економічна ефективність; відсутність підйомних механізмів і деталей, що труться; великий міжремонтний період; простота обслуговування свердловин та регулювання роботи, автоматизації та зміни режимів; можливість проведення широкого комплексу досліджень, централізоване дозування різних добавок у свердловину; використання енергії пластового газу; відсутність негативного впливу пластового газу, високих вибійних температур; надійність наземного устаткування тощо. Метод газліфта вважається перспективним при експлуатації кущів свердловин, широко застосовується на родовищах і морських промислах. У кущах свердловин більшість свердловин похилі чи спрямовані з великим кутом відхилення, де нераціональне застосування штангових насосів і заглибних відцентрових електронасосів [18].

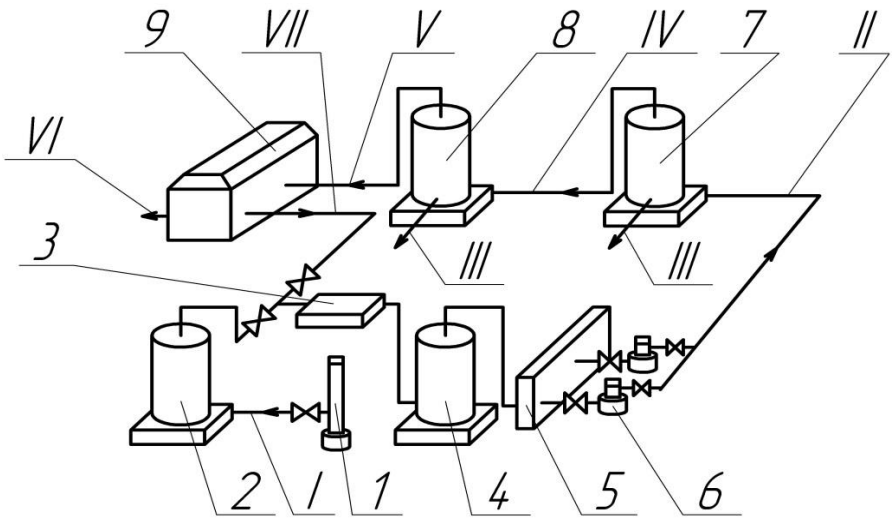
Водночас газліфтному способу, особливо компресорному газліфту, притаманні серйозні недоліки: низький коефіцієнт корисної дії всієї газліфтної

системи, що включає компресорну станцію, газопроводи та свердловини; великі капітальні вкладення для будівництва компресорної станції і газопроводів; великі енергетичні витрати на компримірування газу; порівняно високі експлуатаційні витрати обслуговування компресорної станції; порівняно низький коефіцієнт корисної дії, що дорівнює 0,09-0,16, проти насосних способів (0,25-0,3 для відцентрових і 0,25 для штангових насосів). Газліфт можна застосовувати лише за наявності достатньої кількості вуглеводневого газу. Тому через названі недоліки газліфта проводять техніко-економічне зіставлення газліфтного та насосного способів експлуатації та вибирають найбільш ефективний спосіб. Зазначимо тільки, що при безкомпресорному газліфті собівартість видобутку нафти може бути в кілька разів меншою, ніж при експлуатації штанговими насосними установками [19].

Якщо на промислі вже організована газліфтна експлуатація свердловин, а вибійні тиски та дебіти зменшилися (менше 50 т/добу), то з метою підвищення техніко-економічної ефективності видобутку нафти можна перевести роботу свердловин з безперервного газліфту на періодичний (закачування газу в свердловину періодично).

Важливою особливістю газліфтного способу є широкий діапазон можливих подач, що дозволяє його використовувати для експлуатації свердловин як з низьким (менше 40 $м^3$/добу), так і високим дебітами (до 1600 $м^3$/добу), а також свердловин з високими газовими факторами і вибійними тисками нижче тиску насичення [17].

Принципова схема газліфтного циклу наведена на рисунку 1.1. За наявності газової свердловини високого тиску реалізується безкомпресорний газліфт. Газ із свердловини 1 через газовий сепаратор 2 подається в теплообмінник 3. Нагрітий газ після додаткового очищення в сепараторі 4 проходить через газорозподільну батарею 5 і направляється до газліфтних свердловин 6. Продукція свердловин направляється в нафтогазовий сепаратор 7, після чого нафта поступає в колектор, а газ, що містить краплі нафти, проходить додаткове очищення в сепараторі 8 і після стиснення в компресорній станції 9 поступає в систему промислового збору.



1 - газова свердловина високого тиску; 2, 4, 8 - газовий сепаратор;
3 - теплообмінник; 5 - газорозподільна батарея; 6 - газліфтна свердловина;
7 - нафтогазовий сепаратор; 9 – компресорна станція

I – газ високого тиску з газової свердловини; II – продукція газліфтної свердловини; III – нафта; IV – газ низького тиску, який містить крапельну нафту; V – газ низького тиску, очищений від нафти; VI – стиснутий газ в систему промислового збору; VII – газ високого тиску після компресорної станції

Рисунок 1.1 – Схема газліфтного циклу при видобутку нафти

Якщо газової свердловини високого тиску немає, то для газліфта використовується попутній нафтовий газ. Після стиснення газ з компресорної станції 9 послідовно проходить теплообмінник 3, газовий сепаратор 4 і так далі, поки знову не поступить на станцію 9. В даному випадку використовується замкнутий газліфтний цикл, при якому газ, що нагнітається в свердловини, багато разів використовується для підйому рідини.

Для підйому рідини стисненим газом використовуються різні системи підйомників, що відрізняються числом рядів колон, що спускаються в свердловину труб, їх взаємним розташуванням, напрямом руху робочого агента і газонафтової суміші.

За кількістю рядів труб, що спускаються, підйомники бувають однорядними і дворядними. У напрямку робочого агента, що нагнітається, - кільцевими і центральними. Якщо газ подається міжтрубним простором, а рідина відбирається по колоні НКТ - кільцева. Кільцева система використовується у малодебітних свердловинах. Якщо газ подається по колоні НКТ – центральна система,

використовується на високодебітних свердловинах при обсязі видобутку, що перевищує 300 – 400 м^3/добу. Це робиться для того, щоб зменшити гідравлічний опір [18].

Розрізняють безперервний та періодичний газліфт. За способом подачі робочого агента свердловину існує компресорний і безкомпресорний газліфт. Коли джерелом газу високого тиску є пласт, розкритий тією ж свердловиною, з якої відбирається рідина, газліфт є безкомпресорним внутрішньо свердловинним.

Існує два основних типи газліфтних установок – відкритого та закритого типу. При експлуатації свердловин установками відкритого типу НКТ колона спускається в свердловину без пакера. Відкрита газліфтна установка призначена переважно для експлуатації безперервним газліфтом. Її можна використовувати і при періодичному газліфті у тих випадках, коли з технічних причин утруднена установка пакера. Недоліками установок цього типу є:

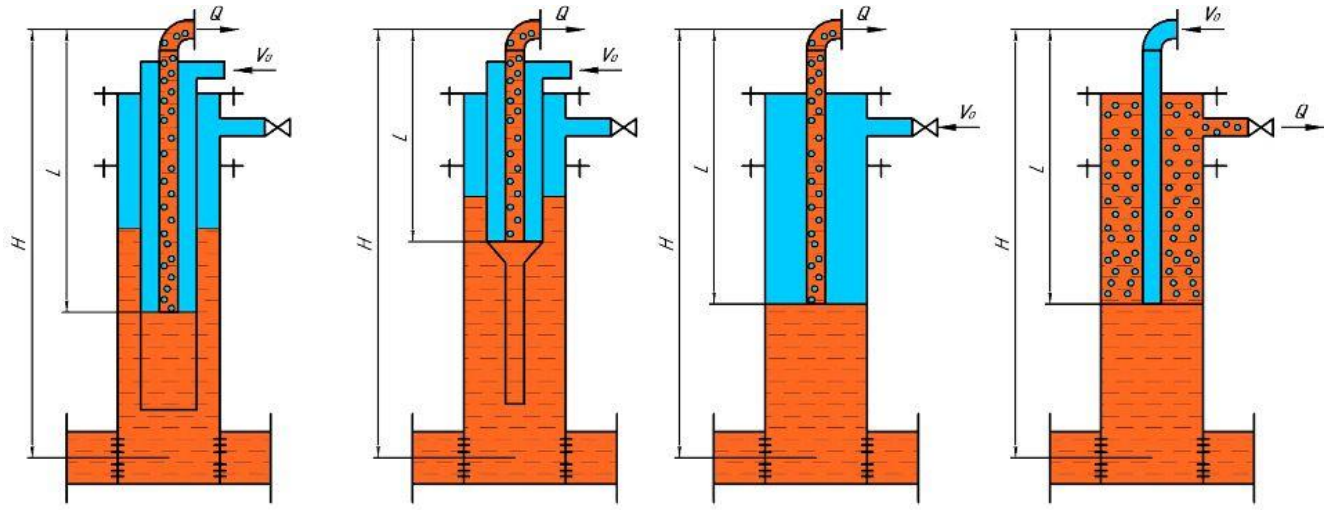
- коливання рівня рідини у затрубному просторі, знос робочого клапана;

- необхідність продавлювання відновлювального стовпа рідини в затрубному просторі при кожній зупинці свердловини, що призводить до зношування клапанів.

Напівприкрита газліфтна установка відрізняється від відкритої лише наявністю пакера, який запобігає надходженню пластової рідини в затрубний простір після завантаження свердловини. Установки цього типу можуть використовуватися як для безперервного, так періодичного газліфта. Установка з пакером та зворотним клапаном на башмаку підйомних труб створить закриту систему, яка запобігає витоку рідини назад у пласт при періодичному нагнітанні газу. При періодичному газліфт по суті відбуваються циклічні продавлювання рідини після зупинки свердловини на заданий час, необхідний для накопичення стовпа рідини в підйомних трубах.

Конструкція будь-якого газліфтного підйомника повинна забезпечувати у свердловині наявність двох каналів: для закачування газу та для підйому газорідинної суміші на поверхню. Такі канали можуть бути створені двома паралельними (ліфт Поле), або концентрично розташованими (ліфт Саундерса)

рядами труб. Зважаючи на складність спуску в свердловину на великі глибини двох паралельних рядів труб, жорстко пов'язаних внизу біля башмака, і неможливості використання НКТ великих діаметрів при малому (96,3-140,3 мм) діаметрі експлуатаційної колони ліфт Поле не набув поширення. Залежно від числа рядів труб, концентрично розташованих у свердловині, розрізняють конструкції двох-, півтора- та однорядних підйомників (рисунок 1.1). У перших двох підйомниках зовнішній ряд труб спускають до інтервалу перфорації для поліпшення умов виносу піску з вибою за рахунок збільшення швидкості потоку, у тому числі підкачуванням рідини в затрубний простір між першим (зовнішнім) рядом НКТ та експлуатаційною колоною [19].



а) б) в) г)

а, б, в - відповідно дво-, півтора-і однорядний підйомники кільцевої системи;
г – однорядний підйомник центральної системи

Рисунок 1.1 – Конструкції газліфтних підйомників

Однак через велику металоємність, вартість, ускладнення при збільшенні глибини спуску підйомних (внутрішніх) труб через необхідність попередньої зміни підвіски зовнішнього ряду труб півтора рядного підйомника, забезпечення умов винесення піску іншими шляхами дво- та півтора рядні підйомники не застосовуються. Їх використання виправдане лише як вимушений захід за відсутності герметичності експлуатаційної колони.

В даний час застосовується однорядний підйомник. Він є найменш металомістким і найдешевшим, забезпечує можливість вільної зміни діаметра і

довжини підйомних труб, причому діаметр може бути вже значно більшим. Для забезпечення умов винесення піску з вибою свердловини труби спускають до вибою, а газ вводять вище на потрібній глибині через робочий газліфтний клапан (або іноді через 2-4 отвори діаметром 5-8 мм в робочій муфті). Робоча муфта або клапан при проходженні газу створюють постійний перепад тиску 0,1-0,15 МПа, який утримує рівень рідини нижче за точку введення газу на 10-15 м і забезпечує тим самим рівномірне надходження газу в підйомні труби. Цим зменшуються пульсації в роботі, які сприяють руйнуванню пласта та утворенню піщаних пробок [19].

Для очищення вибою від зворотного піску (закачуванням рідини в НКТ) промиванням свердловини робочий газліфтний клапан оснащують додатковим вузлом зворотного клапана, який перекриває отвори, рідина в цьому випадку йде не через газліфтний клапан, а через башмак НКТ. Великий діаметр затрубного простору дозволяє встановлювати газліфтні клапани вздовж колони НКТ.

Залежно від напрямку подачі газу розрізняють кільцеву та центральну системи підйомників. При кільцевій газ закачують у кільцевий (затрубний або міжтрубний) простір, а при центральній - у центральні труби. На практиці газліфтні свердловини в основному працюють за кільцевою системою, так як оптимальні умови ліфтування досягаються зазвичай при малих прохідних перерізах, а при центральній системі пісок роз'їдає з'єднання муфт на трубах і можливий їх обрив, у разі видобутку парафінистої нафти періодичне видалення відкладень парафіну зі стінок.

Підйомники з періодичним циклом роботи застосовуються як при фонтанному, так і при компресорному способі видобутку нафти.

Плунжерний і гідропакерний ліфти застосовуються при фонтанному і компресорному способах видобутку, а ліфт заміщення — при компресорному видобутку.

На рисунку 1.3 показана схема обладнання свердловини плунжерним ліфтом і сам плунжер. Плунжер спускається в свердловину при відкритому клапані (на рисунку показаний клапан у нижньому відкритому положенні). Рідина проходить

через внутрішню порожнину плунжера. При ударі плунжера об нижній амортизатор клапан піднімається і, спираючи об сідло, перекриває свій внутрішній прохідний перетин. Під плунжером накопичується газ до того часу, поки його енергія не зможе підняти стовп рідини, що знаходиться над плунжером. Плунжер і рідина піднімаються, рідина відводиться в магістраль, а плунжер попадає в буферну камеру. Тут тиск під плунжером і над ним зрівнюється, тому що верх камери зв'язаний з викидною лінією. Клапан під дією власної ваги опускається, і плунжер починає падати вниз [16].

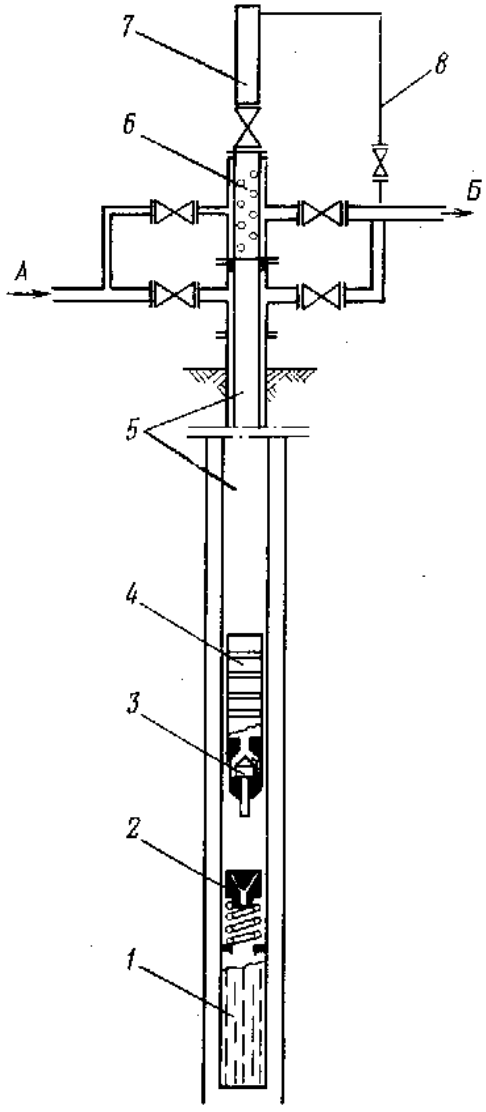


Рисунок 1.3 – Схема обладнання свердловини плунжерним ліфтом

Коли енергії пластового газу недостатньо для безперебійного руху плунжера, можливе зависання плунжера в трубах. Тоді виникає необхідність додати енергію стиснутого газу, тобто підвести газ від компресора. Удосконалення плунжерного

ліфта привело до створення нових схем, зокрема до гідропакерного ліфта, у якому застосовується плунжер без прохідного отвору і відповідно без клапана.

У цьому методі підйому рідини є дві принципові особливості, що роблять його більш надійним і ефективної. Перше — це те, що при підйомі плунжера в гідропакерному ліфті під плунжером якийсь час присутня і піднімається разом з ним частина стовпа негазованої рідини, що поліпшує ущільнення плунжера і зменшує перетік рідини в зазорі між плунжером і трубами. Друге — процес спуска плунжера від устя до вибою і нагромадження енергії під плунжером відбуваються при закритому викиді, що зменшує нераціональну витрату енергії [14].

Цикл роботи гідропакерного ліфта показаний на рисунку 1.4.

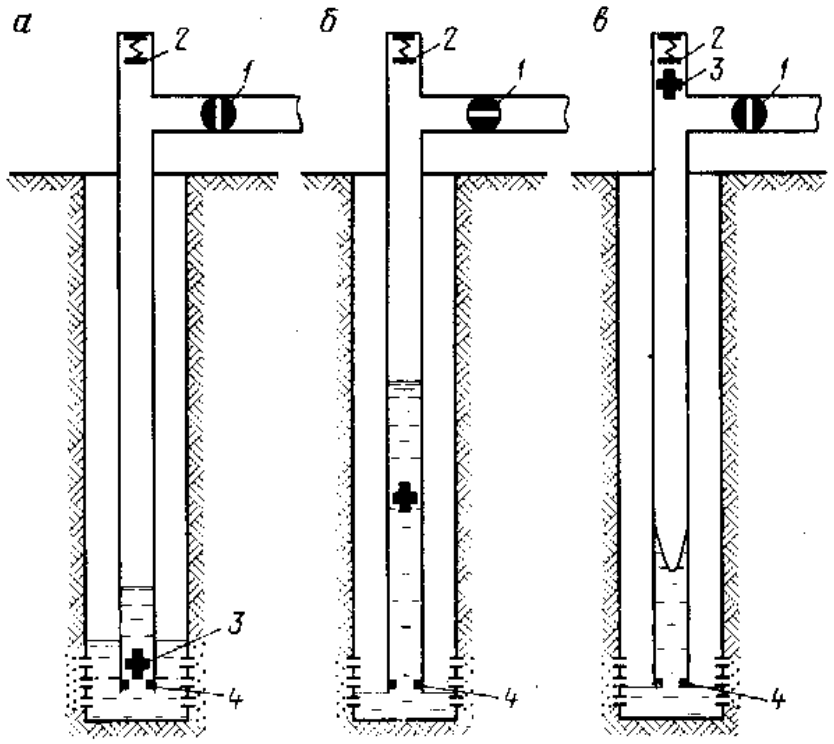


Рисунок 1.4 – Цикл роботи гідропакерного ліфта

При закритому викидному клапані 1 відбувається нагромадження рідини під і над плунжером 3, що знаходиться біля забійного амортизатора 4. При підвищенні тиску в міжтрубному просторі до визначеного рівня клапан на усті автоматично відкривається, тиск у трубах зменшується, відбувається перетік рідини з міжтрубного простору в труби, потім у труби починає надходити газ. Таким чином, під пакером на початку його руху є негазована рідина. Газ, що надходить з

міжтрубного простору (накоплений пластовий чи одержуваний у цей період від компресора), піднімає плунжер і порцію рідини над ним. Рідина, що знаходиться під поршнем, поступово стікає по внутрішній поверхні труби і у той же час газується. При підході плунжера до устя під пакером може вже не бути рідинного стовпа. Потім рідина продавлюється у викидний маніфольд, а плунжер проходить у верхній амортизатор 2 і подає сигнал до закриття викидного клапана 1. Тиск над і під плунжером зрівнюється, і він падає до вибою в нерухомому стовпі газу. Відбувається нагромадження рідини, і цикл роботи повторюється.

Устаткування низу колони труб, що спускаються в свердловину, і устя свердловини схоже з устаткуванням плунжерного ліфта. Але устаткування устя доповнене автоматичним пристроєм — регулятором циклів, що керують закриттям викидного клапана і подачею газу при підкачуванні його від компресорів. Робочим агентом для регулятора циклів служить затрубний газ, попередньо осушений і очищений від пилу. Газ очищається від вологи пропуском через діетиленгліколь і відстоєм у відстійнику. Від механічних домішок він очищається, проходячи через повстяний фільтр.

Тиск газу знижується до необхідного двоступінчастими редукторами. По команді реле газ подається в мембранно-виконавчий механізм, з'єднаний штоком з викидним клапаном. Реле подасть команду, коли тиск у міжтрубному просторі досягає заданої величини і при виході поршня на устя до амортизатора.

Гідропакерний ліфт розрахований на підйом 1 — 20 т рідини в добу. При малих подачах (до 3—4 т/добу) застосовується колона труб з номінальним діаметром 60 мм, а при більшому доборі — труб діаметром 73 мм. Діаметр плунжера підбирається по внутрішньому діаметрі труб [18].

Ліфт заміщення складається з камери з прийомним клапаном, спущеної в свердловину на НКТ, другої колони труб і пристрою, що керує циклічною роботою камери (рисунок 1.5). У камеру 3 зі свердловини надходить рідина через фільтр і прийомний клапан. Після заповнення камери в неї від газової лінії 2 подається стиснутий газ по міжтрубному просторі. Газ видавлює рідину з камери у внутрішні труби, піднімає її до устя і далі в газосепаратор. Після цього подача

газу в камеру датчиками 1, 4 припиняється, а наявний у ній газ випускається в газосепаратор через вентиль 5. Камера знову заповнюється рідиною, і цикл повторюється. Керування режимом роботи камери здійснюється як з поверхні, так і дистанційно у вибою [19].

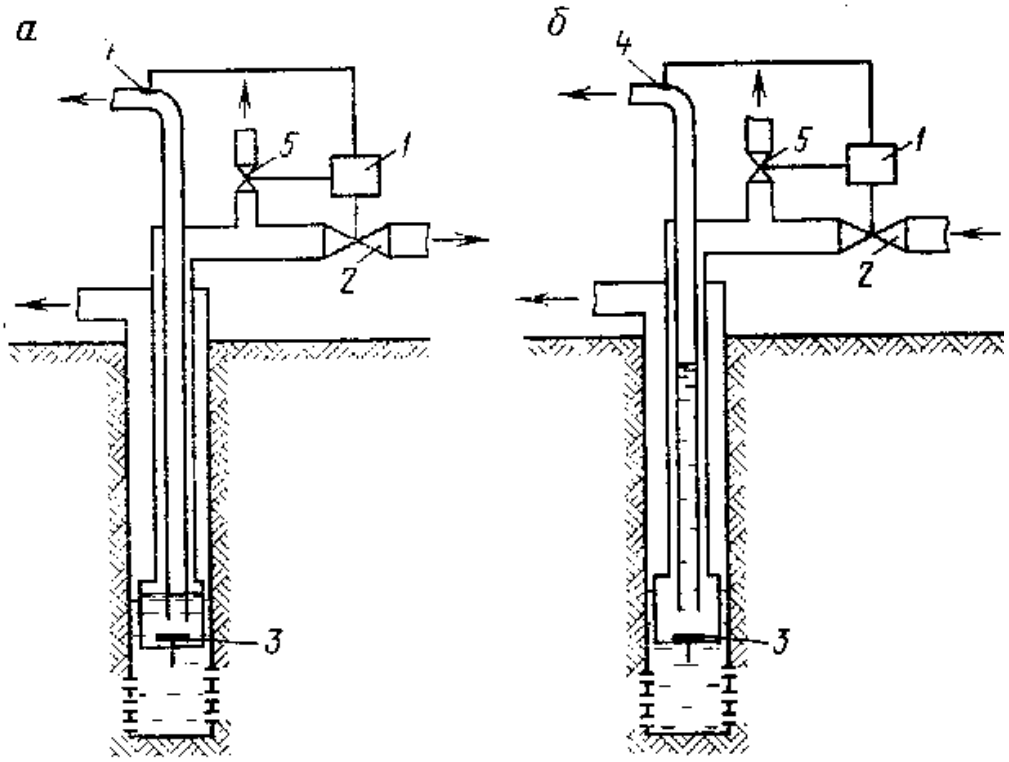


Рисунок 1.5 – Ліфт заміщення з відсіканням газу на поверхні

Варто згадати про плунжерний ліфт, розроблений в НГВУ «Долинанафтогаз» [28]. У систему керування циклом роботи плунжера в цій установці введений на поверхні індукційний датчик, що при проходженні в трубах плунжера дає сигнал для закриття засувки на викиді. Закриття засувки приводить до вирівнювання тиску в плунжері, відкриттю його клапана і початку руху плунжера вниз.

Випускається періодичний ліфт типу ЛП із відсіченням газу біля вибою. Цей ліфт має свердловинну камеру типу КН із газовідводом для скидання тиску газу в камері заміщення. У камері встановлюється розрядний клапан. На поверхні в цієї установки розміщений регулятор циклу часу СР-2. Ця установка має додаткове устаткування, ідентичне устаткуванню для газліфта типу Л.

При безкомпресорному газліфті використовується енергія газу з високим тиском, що надходить з газових родовищ. Застосування безкомпресорного

газліфта раціонально при наявності газових родовищ поблизу від нафтових промислів чи видобутку газу високого тиску на самих нафтових промислах і при економічній ефективності витрати цього газу на підйом рідини. Після підйому рідини газ має значно менший тиск, насичений парами рідини і подальше використання його трохи обмежується чи вимагає додаткових витрат на його очищення. У той же час схема безкомпресорного газліфта дозволяє без великих капіталовкладень і без складних компресорів і компресорних станцій піднімати зі свердловин рідину найбільш простим методом. Тому на деяких нафтових родовищах цей метод знайшов застосування.

1.3 Методика вибору обладнання для газліфтної експлуатації свердловин

Розрахунок режиму роботи газліфта включає розрахунки пускового режиму та режиму встановленої роботи. Необхідність пуску газліфтної свердловини виникає при введенні в експлуатацію з буріння (освоєння свердловин) і після ремонтних робіт та геолого-технічних заходів (обробка привибійної зони, ізоляція вод, переведення свердловини з фонтанного на газліфтний спосіб експлуатації тощо) [20].

У першому випадку свердловина заповнена рідиною підвищеної густини (буровим розчином, водним розчином солей, сирою нафтою тощо), у другому — у свердловині знаходиться продукція пласта (у верхній частині стовбура — газ, в нижній — нафта або нафта і вода). Тиски газу і пор, створюваний стовпом свердловинної рідини, врівноважують пластовий тиск [20].

Пуск газліфтної свердловини зводиться до видалення з неї рідини та встановлення заданого режиму роботи. При цьому використовують відомі прийоми освоєння свердловин, наприклад, заміну рідини глушіння на нафту з подальшим продавлюванням стовпа рідини у свердловині газом, для чого необхідні пересувні насосні агрегати та ємності запасу сирої нафти. У цьому випадку пусковий тиск значно перевищує робочий.

Для зменшення пускових тисків в даний час повсюдно застосовують пускові клапани, які дозволяють запускати свердловину при тиску, близькому до робочого. У деяких випадках для запуску свердловин застосовують метод аерації, використовуючи пересувні компресорні станції високого тиску, або підводять до свердловини лінію повітря чи газу високого тиску. Розглянемо запуск свердловини, обладнаної клапанами, що діють від тиску газу в затрубному просторі.

Після подачі газу в затрубний простір свердловини починається витіснення рідини з нього в підйомник через відкриті газліфтні клапани. Рівень рідини в затрубному просторі знижується і, коли він досягає глибини установки верхнього клапана, починається надходження газу в підйомник. У міру аерації рідини тиск у підйомнику над верхнім клапаном знижується. Одночасно відбувається зниження рівня рідини в затрубному просторі і в той момент, коли він досягає глибини установки другого клапана, починається надходження газу в ліфт через другий клапан. Оскільки другий клапан налаштований на тиск відкриття менший, ніж у першого клапана, верхній клапан закривається.

При аерації стовпа рідини над другим клапаном тиск у ліфті над і під клапаном зменшується, рівень рідини в затрубному просторі знижується і, коли він досягає глибини третього клапана, починається надходження газу через нього. При цьому тиск у затрубному просторі знижується. Тиск відкриття третього клапана менший, ніж другого, і другий клапан закривається. Процес триває доти, доки в роботу не вступить нижній робочий клапан.

Розглянемо запуск свердловини, обладнаної клапанами, що діють від тиску в підйомних трубах. Після подачі газу в міжтрубний простір починається витіснення рідини з нього в підйомник через газліфтні клапани, відкриті тиском рідини в підйомнику. Рівень рідини в затрубному просторі знижується і, коли він досягає глибини верхнього клапана, починається надходження газу в підйомник через верхній клапан. У міру аерації рідини тиск у ліфті знижується, одночасно знижується і рівень рідини в затрубному просторі. У якийсь момент тиск у ліфті стає рівним тиску закриття клапана і він закривається. Трохи раніше, ніж

закривається верхній клапан, рівень рідини знижується до глибини другого клапана і газ починає надходити в підйомник через другий клапан [20].

При обладнанні газліфтної установки клапанами, що діють від тиску газорідинної суміші в підйомнику, клапани закриваються при падінні тиску в останньому. Пуск свердловини триває доти, доки в роботу не вступить робочий клапан.

Процес пуску здійснюється для введення в роботу нових та відремонтованих свердловин. Перед пуском свердловина заповнена рідиною (дегазованою нафтою, водою або іншою рідиною глушіння). Рівень її у свердловині відповідає пластовому тиску. Сутність пуску свердловини полягає у витісненні рідини газом у лінії газоподачі до башмака підйомних труб методом продавлювання та введення газу в підйомні труби. Схема пуску свердловини і динаміка тиску газу, що закачується на гирлі при пуску показані на рисунку 1.6. Для спільності розгляду прийнято дворядний підйомник [22].

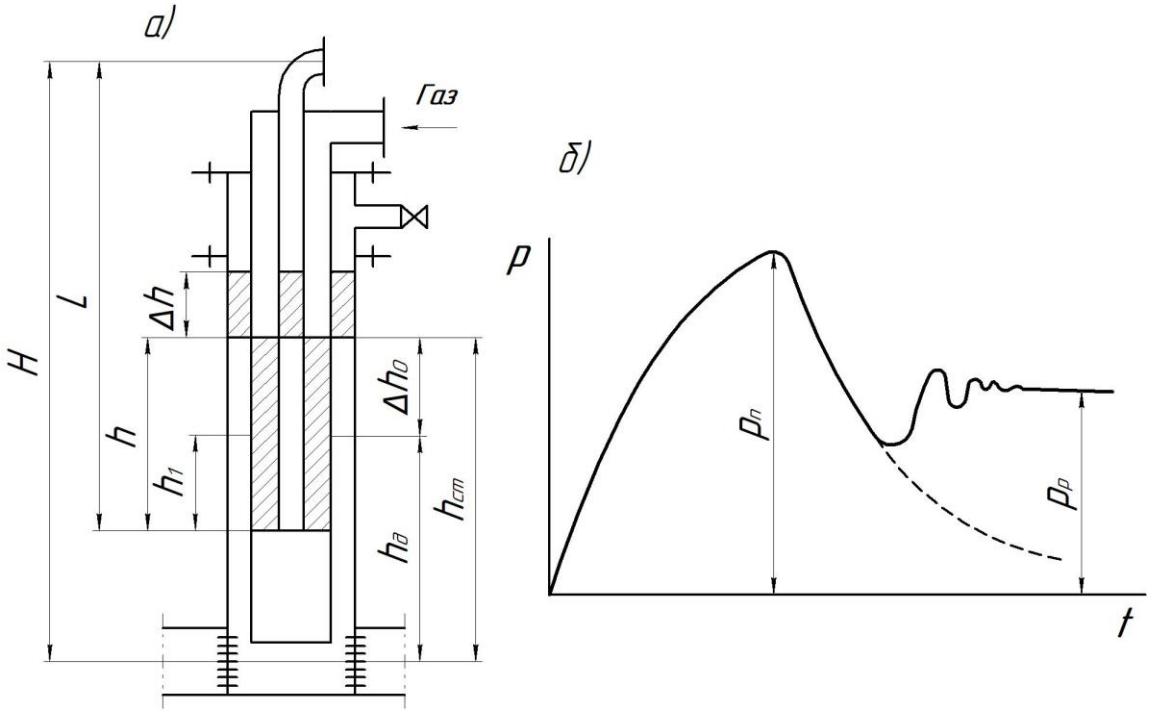


Рисунок 1.6 – Схема пуску свердловини в експлуатацію методом продавлювання стиснутим газом (а) та зміна тиску газу, що закачується на гирлі в часі при пуску (б)

Найбільший тиск газу, що виникає під час пуску, називають пусковим тиском $p_п$. Тиск закачування газу процесі експлуатації свердловини називають

робочим тиском p_p, причому $p_n > p_p$. Це зумовлено наступним: а) пуск здійснюється при статичному рівні $h_{ст}$, а робота - при динамічному $h_д < h_{ст}$ (депресія рівня $h_0 = h_{ст} - h_д$); відповідно занурення труб під рівень $h_1 < h$ б) у підйомних трубах рівень підвищується на висоту Δh і на момент надходження газу до НКТ умовне занурення складає $h + \Delta h > h > h_1$ [20]/

При пуску рідина, що витісняється, як правило, переміщається в підйомні труби і затрубний простір і частково поглинається пластом. Досягши башмака підйомних труб, газ надходить у них і, розширюючись, спливає. Густина газорідинної суміші зменшується, рівень її підвищується до гирла, після чого відбувається викид частини рідини, рівень рідини в затрубному просторі знижується нижче $h_{ст}$, починається приплив рідини із пласта. При достатній витраті газу свердловина виходить на робочий режим [20].

У процесі зниження рівня рідини в лінії газоподачі до башмака підйомних труб і підвищення рівня суміші в підйомних трубах до гирла тиск газу, що закачується, монотонно збільшується до найбільшого значення p_n. При викиді рідини тиск різко зменшується і після кількох коливань, зумовлених інерційністю потоків у системі «пласт – свердловина», досягає значень p_p при безперервній і достатній витраті газу. У «сухих» свердловинах (відсутність гідродинамічного зв'язку свердловини з пластом, пласт непродуктивний) воно знизилося б до значення втрат тиску на тертя газу (див. пунктирну лінію на рис. 1.6, б) [1,3,7].

Газліфтні свердловини досліджують методом установлених режимів.

Дослідження газліфтних свердловин необхідне для:

- встановлення режиму роботи свердловини з мінімальною витратою газу, що нагнітається;

- зняття індикаторної лінії чи визначення рівняння припливу;

- визначення глибини введення газу в ліфт;

- зняття профілю притоку під час експлуатації багатопластового горизонту за допомогою дебітомерів свердловин.

У практиці дослідження отримав застосування метод, сутність якого полягає в тому, що зміна дебіту свердловини Q досягається зміною витрати газу $V_{0зак}$. Дослідження починають із максимальних витрат газу та продовжують до мінімальних значень. Цим забезпечується можливість введення газу через робочий газліфтний клапан.

За результатами дослідження будують графічні залежності: а) індикаторну лінію $Q(\Delta p)$ або $Q(p_з)$; б) криву ліфтування $Q(V_{0зак})$. Крива $Q(V_{0зак})$ нагадує характером криву ліфтування, проте вона знята при змінних p_1 і p_2 (рисунок 1.7). Будують також залежності $R_{0зак}(V_{0зак})$, $p_р(V_{0зак})$ та $p_з(V_{0зак})$. Точка B відповідає оптимальному режиму роботи $(Q_{опт}; V_{0опт})$ при мінімальній питомій витраті газу R_{0min}, а точка C - максимальному режиму (Q_{max}, V_{0max}, мінімум $p_р$ і $p_з$). Точку B можна знайти за допомогою дотичної (пунктирна лінія). Дебіт Q=0 при $p_з=p_{пл}$, що можна оцінити шляхом екстраполяції.

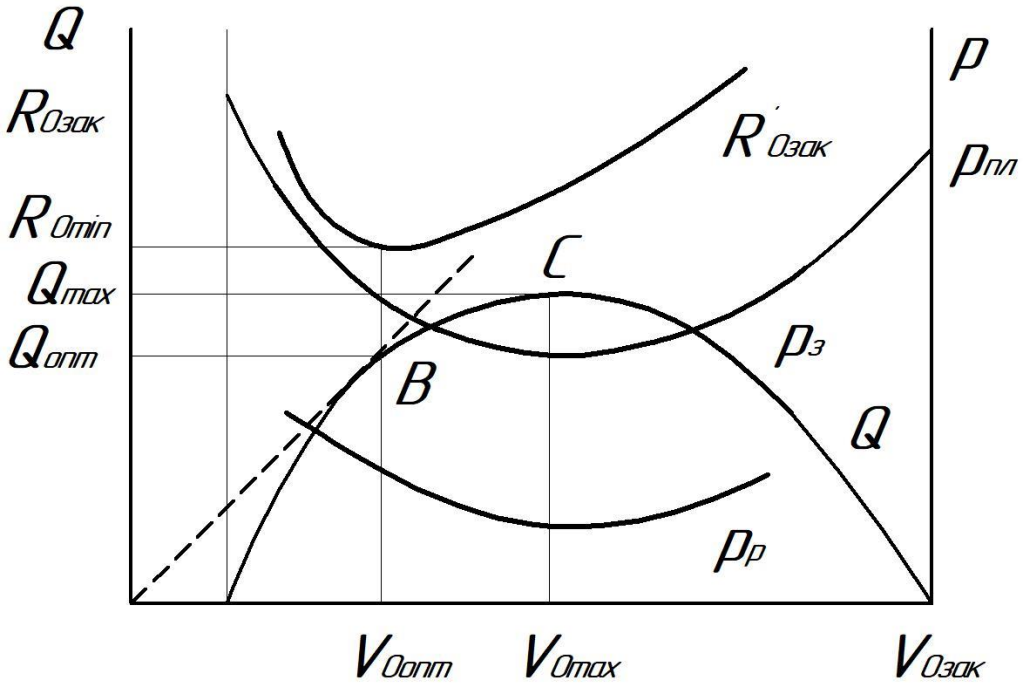


Рисунок 1.7 - Залежність параметрів роботи газліфтної свердловини від витрати газу, що закачується

Наведемо методику розрахунку газліфтної установки, укомплектованої клапанами, які приводяться в дію від тиску рідини в ліфті.

Газліфтна установка розраховується графічним методом в координатах «тиск – глибина».

1. Від точки вибійного тиску $P_{виб}$ будують криву розподілу тиску газорідинної суміші в ліфті для визначення глибини установки робочого клапану.

2. Будують криву розподілу тиску в ліфті для дегазованої рідини.

3. Будують лінію розподілу тиску газу в затрубному просторі.

4. Будують криву мінімального градієнта рідини.

5. Будують лінію тисків відкриття:

а) знаходять верхню точку лінії тисків відкриття: тиск відкриття на поверхні дорівнює сумі гирлового тиску (P_x) рідини і однієї чверті пускового тиску нагнітання;

б) знаходять нижню точку ($T_г$) лінії тисків відкриття, яка лежить на середині відрізка, проведеного на глибині, між лінією тиску нагнітання газу і кривою мінімального градієнта рідини;

в) з'єднують знайдені точки прямою лінією. Точка перетину лінії тисків відкриття з кривою є глибиною установки робочого клапана.

6. Розраховують глибину установки верхнього клапана за формулою, яка використовувалася раніше в розрахунку газліфтної установки.

7. Проводять лінію глибини верхнього клапана. Перетин цієї лінії з лінією тисків відкриття дає нам точку, що відповідає тиску відкриття верхнього клапана.

8. З цієї точки проводять лінію, паралельну лінії тиску дегазованої рідини або рідини задавлювання. Точка перетину цієї лінії з лінією тиску газу в затрубному просторі дає нам глибину установки другого клапана. Глибини установки інших клапанів визначаються подібним чином.

У промислових умовах іноді застосовується спрощений метод розрахунку розташування клапанів. Як вихідні дані для розрахунку газліфтних установок використовують статичні і динамічні характеристики свердловини, які визначають при дослідженнях свердловин або приймають за даними аналогічних свердловин. До цих характеристик належать: проектний дебіт рідини; глибина свердловини; статичні та динамічні рівні рідини; забійний

тиск: статичний та динамічний; тиск на гирлі; тиск нагнітання газу; температура продукції та газу на гирлі та вибої; газовий фактор і обводненість продукції; геотермічний градієнт і температурний градієнт продукції тощо.

Діаметр колони підйомних труб зазвичай заданий або визначається в залежності від дебіту і міцністних характеристик насосно-компресорних труб.

Глибина установки верхнього пускового клапана незалежно від роду керуючого тиску визначається за формулою:

$$L_1 = L_{ст} + \frac{100 \cdot (P_{пуск} - P_y)}{\gamma_c \cdot \left(1 + \frac{F_{затр}}{F_{труб}}\right)}, \qquad (1.1)$$

де $L_{ст}$ - статичний рівень рідини в свердловині, м;

$P_{пуск}$ - максимальний тиск нагнітаючого газу при запуску свердловини, МПа;

P_y - тиск на усті при установленому режимі роботи свердловини, МПа;

$F_{затр}$, $F_{труб}$ - площі поперечного перерізу відповідно кільцевого (затрубного) простору та підйомних труб, м²;

γ_c - питома вага газорідинної суміші, Н/м³.

При $L_1 < L_{ст}$ перший пусковий клапан встановлюється на глибині $L_{ст}$. Другий і наступні (включаючи робочий) клапани, керовані тиском нагнітаючого газу, розміщуються на глибинах:

$$L_n = L_{n-1} + 100 \cdot \frac{(P_{гвикл})_n - (P_y + 0{,}002 \cdot \gamma_c \cdot L_{n-1})}{\gamma_c}, \qquad (1.2)$$

де n - номер розрахункового клапана, що відраховується від верхнього пускового;

$(P_{гвикл})_n$ - тиск відкриття розрахункового клапана, МПа.

Тиск відкриття розрахункового клапана приймається рівним тиску закриття розміщеного вище клапану.

Для клапанів які керуються газорідинним тиском в підіймальних трубах, глибина установки другого та наступних клапанів визначаються за формулою

$$L_n = L_{n-1} + 100 \cdot \frac{(P_г)_n - (P_{твідкр})_n}{\gamma_c}, \qquad (1.3)$$

де $(P_г)_n$ - тиск газу в кільцевому просторі на рівні розрахункового клапана, МПа;

$(P_{твідкр})_n$ - тиск відкриття розрахункового клапана або тиск газорідинної суміші в підйомних трубах на рівні розрахункового клапана.

Тиск відкриття для всіх клапанів.

$$(P_{твідкр})_n = P_{роб} + (1{,}0 \div 1{,}4), \tag{1.4}$$

де $P_{роб}$ — тиск нагнітання газу в кільцевому просторі при установленому режимі роботи свердловини, МПа.

Отже, в результаті розрахунку для кожного клапана визначені глибина їх встановлення, тиск відкриття і закриття клапанів при температурі, що відповідає даній глибині.

Для забезпечення розрахункових тисків відкриття і закриття клапанів необхідно визначити тиски зарядки сифонів клапанів азотом в стендових умовах при температурі — 288,5 К.

Тиск зарядки сифона кожного клапана при температурних умовах свердловини визначається за формулами.

$$(P_c)_n = (P_{гвикл})_n \cdot (1\text{-}R) + (P_m)_n \cdot R, \tag{1.5}$$

Тиск зарядки сильфона в свердловині приводиться до стендових умов за формулою;

$$(P_c)_n = (P_c)_n \cdot \frac{T_{cm}^z}{(T_{свер})_n^z} \tag{1.6}$$

де $(T_{свер.})_n$ – температура в свердловині на глибині розрахункового клапана.

Зарядка клапанів відбувається в спеціальній промисловій лабораторії.

Розрахунок газліфтного підйомника включає визначення таких параметрів експлуатації: діаметр підйомної колони $D_{тр}$; питома витрата нагнітаємого газу $R_г$, глибина точки введення газу в ліфтову колону; тиск у ліфтовій колоні на рівні точки введення в неї газу $p_{вг}$; глибину розташування газліфтних клапанів, їх тип, розміри та основні технологічні характеристики.

Газліфтний підйомник можна розрахувати як аналітичним, з використанням формул Крилова А.П., так і графоаналітичним методом, на основі гідродинамічного розрахунку руху газорідинних сумішей в елементах свердловинного устаткування [21].

Для розрахунку газліфтного підйомника задаємось наступними вихідними даними [21]:

Глибина свердловини, Н, м	2000
Діаметр свердловини, D, мм	168
Густина рідини, $\rho_р$, кг/м^3	900
Робочий тиск в пусковій лінії біля устя свердловини, $Р_р$, МПа	5
Пластовий тиск $Р_{пл}$, МПа	5
Абсолютний тиск на усті, $Р_{буф}$, МПа	0,16
Максимально допустима депресія, ΔР, МПа	1,4
Статичний рівень від гирла, $h_{ст}$, м	900
Коефіцієнт продуктивності, $К_{прод}$, м^3/(МПа·добу)	85
Газовий фактор свердловини, G_0, м^3/м^3	28
Коефіцієнт розчинності газу в нафті, α, м^3/(м^3·МПа)	5
Втрати напору на рух газу від компресора до башмака НКТ, $Р_{втр}$, МПа	1,3

Розраховуємо підйомник (тобто визначити його діаметр, довжину і потрібну витрату газу) за А.П. Криловим для заданої свердловини [21].

Допустимий відбір нафти (дебіт свердловини) визначається за формулою [21]

$$Q = K \cdot \Delta P = 85 \cdot 1{,}4 = 119 \text{ м}^3\text{/добу}, \quad (1.7)$$

де К – коефіцієнт продуктивності, м^3/(МПа·добу);

ΔР – максимально допустима депресія, МПа.

Вибійний тиск при даному дебіті [21]

$$P_{виб} = P_{пл} - \Delta P = 5 - 1{,}4 = 3{,}6 \text{ МПа}, \quad (1.8)$$

де $Р_{пл}$ – пластовий тиск, МПа.

Вибійний тиск вищий ніж робочий, і надходження піску в свердловину не відбувається, отже, довжина підйомника визначатиметься не глибиною свердловини, а наявним робочим тиском за формулою [21]

$$L = H - 10^6 \cdot \frac{P_{виб} - P_{баш}}{\rho_{сум} \cdot g} = 2000 - 10^6 \cdot \frac{3{,}6 - 3{,}7}{890{,}5 \cdot 9{,}81} = 2011 \text{ м}, \quad (1.9)$$

де Н – глибина свердловини, м;

$P_{баш}$ – тиск біля низу (башмака) колони НКТ, МПа;

$\rho_{сум}$ – середня густина суміші (нафти і газу) між вибоєм і низом колони НКТ, кг/м^3;

g – прискорення вільного падіння; g=9,81 м/с^2.

Тиск біля низу колони НКТ [21]

$$P_{баш} = P_р - P_{втр} = 5 - 1{,}3 = 3{,}7 \text{ МПа}, \quad (1.10)$$

де $P_р$ – робочий тиск в пусковій лінії біля устя свердловини, МПа;

$P_{втр}$ – втрати напору на рух газу від компресора до башмака НКТ, МПа.

Середня густина суміші (нафти і газу) між вибоєм і низом колони НКТ [21]

$$\rho_{сум} = \frac{\rho_{виб} + \rho_н}{2} = \frac{890 + 891}{2} = 890{,}5 \text{ кг/м}^3. \quad (1.11)$$

Густина суміші на вибої $\rho_{виб}$ і біля низу колони НКТ і $\rho_н$ можуть бути знайдені за формулою А. П. Крилова [21]

$$\rho_{виб} = \frac{\left(Q + 1097D^2\rho_р\right)\rho_р}{\frac{Q\left(G_0 - \alpha \cdot P_{виб}\right)}{P_{виб} + 0{,}1} + Q + 1097D^2\rho_р} = \frac{\left(119 + 1097 \cdot 0{,}168^2 \cdot 900\right) \cdot 900}{\frac{119\left(28 - 5 \cdot 3{,}6\right)}{3{,}6 + 0{,}1} + 119 + 1097 \cdot 0{,}168^2 \cdot 900} = \quad (1.12)$$

$$= 890 \text{ кг/м}^3$$

де D – діаметр свердловини, м;

$\rho_р$ – густина рідини, кг/м^3;

G_0 – газовий фактор свердловини, м^3/м^3;

α – коефіцієнт розчинності газу в нафті, м^3/(м^3·МПа).

Для визначення $\rho_н$ в формулу для $\rho_{виб}$ замість $P_{виб}$ підставляємо значення $P_{баш}$ [21].

$$\rho_н = \frac{\left(Q + 1097D^2\rho_р\right)\rho_р}{\frac{Q\left(G_0 - \alpha \cdot P_{баш}\right)}{P_{баш} + 0{,}1} + Q + 1097D^2\rho_р} = \frac{\left(119 + 1097 \cdot 0{,}168^2 \cdot 900\right) \cdot 900}{\frac{119\left(28 - 5 \cdot 3{,}7\right)}{3{,}7 + 0{,}1} + 119 + 1097 \cdot 0{,}168^2 \cdot 900} = \quad (1.13)$$

$$= 891 \text{ кг/м}^3$$

Діаметр підйомника з умов його роботи на режимі $Q_{опт}$ визначаємо за формулою [21]

$$d_{опт.вн} = 56{,}5\sqrt{\frac{1}{\xi}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Q}{(1-\xi)\cdot \rho_p}} = 56{,}5\sqrt{\frac{1}{0{,}199}} \cdot \sqrt[3]{\frac{119}{(1-0{,}199)\cdot 900}} = 57{,}9 \text{ мм}, \quad (1.14)$$

де ξ – відносне занурення підйомних труб

$$\xi = \frac{10^6 \cdot (P_{баш} - P_{буф})}{L \cdot \rho_p \cdot g} = \frac{10^6 \cdot (3{,}7 - 0{,}16)}{2011 \cdot 900 \cdot 9{,}81} = 0{,}199. \quad (1.15)$$

Приймаємо стандартний діаметр $d_{вн}$=62 мм, зовнішній діаметр $d_з$=73 мм та товщину стінки δ=5,5 мм.

Оптимальну повну питому витрату газу (включаючи власний газ свердловини) визначаємо за формулою [21]

$$R_{о.повн} = \frac{0{,}282 \cdot L \cdot g \cdot \rho_p \cdot (1-\xi)}{d_{вн}^{0{,}5} \cdot \xi \cdot P_0 \cdot ln\frac{P_{баш}}{P_{буф}}} = \frac{0{,}282 \cdot 2011 \cdot 9{,}81 \cdot 900 \cdot (1-0{,}199)}{0{,}062^{0{,}5} \cdot 0{,}199 \cdot 10^5 \cdot ln\frac{3{,}7}{0{,}16}} = 258 \text{ м}^3/\text{м}^3, \quad (1.16)$$

де P_0 – атмосферний тиск, Па.

Питома витрата нагнітального газу з врахуванням розчинності газу складе [21]

$$R_{о.наг} = R_{о.повн} - \left(G_0 - \alpha\left(\frac{P_{баш} + P_{буф}}{2} - P_o\right)\right) = 258 - \left(28 - 5\left(\frac{3{,}7 + 0{,}16}{2} - 0{,}1\right)\right) =$$

$$= 239 \text{ м}^3/\text{м}^3. \quad (1.17)$$

Добова витрата газу буде [21]

$$V_д = R_{о.наг} \cdot Q = 239 \cdot 119 = 28441 \text{ м}^3/\text{добу}. \quad (1.18)$$

Годинна витрата газу [21]

$$V_г = \frac{V_д}{24} = \frac{28441}{24} = 1185 \text{ м}^3/\text{год}. \quad (1.19)$$

Для перевірки правильності проведення розрахунків визначаємо за тими ж вихідними даними діаметр підйомних труб і питому витрату газу за номограмою А. П. Крилова (рис. 1.8) [21].

Для цього потрібно знати: дебіт свердловини Q, м^3/добу; відносне занурення НКТ ξ; абсолютний тиск біля низу колони НКТ $P_{баш}$, МПа; приведений динамічний рівень, який визначається за формулою [21]

$$h_0 = L - \frac{10^6 \cdot \left(P_{баш} - P_{буф}\right)}{\rho_р \cdot g} = 2011 - \frac{10^6 \cdot (3{,}7 - 0{,}16)}{900 \cdot 9{,}81} = 1610 \text{ м.} \qquad (1.20)$$

Скористуємось номограмою (рис. 1.8) [21] при таких даних: Q =119 м^3/добу; ξ =0,199 (19,9%); $P_{баш}$ =3,7 МПа; h_0 =1610 м.

Для визначення діаметра підйомника проводимо від точки 19,9 (% занурення НКТ) на осі ординат першого квадранта горизонталь вправо, а з точки Q = 119 м^3/добу на осі абсцис цього ж квадранта вертикаль вгору. Перетин цих лінії визначить діаметр підйомника $d_з$ =73 мм [21].

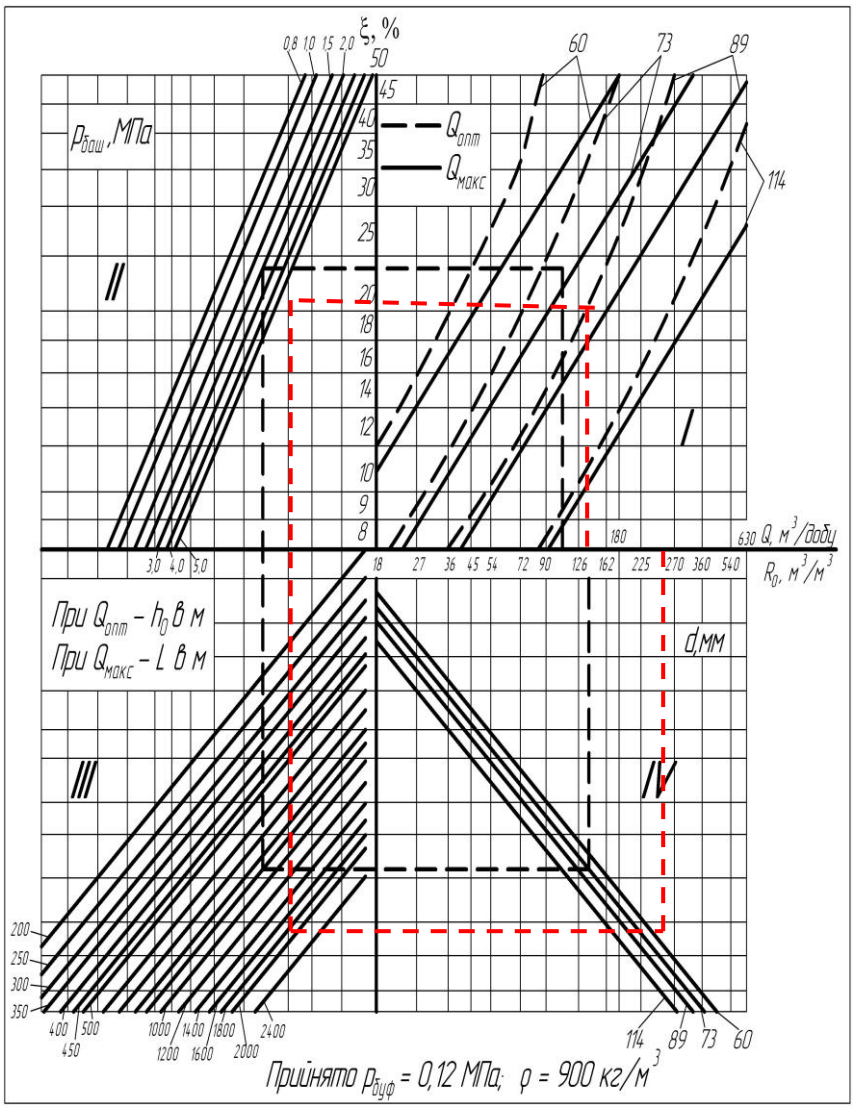


Рисунок 1.8 – Номограма для розрахунку газліфтного підйомника [21]

Для визначення питомої витрати газу проводимо з точки 19,9 % на осі ординат першого квадранта горизонталь вліво до перетину з лінією $P_{баш}$ =3,7 МПа в другому квадранті, після чого опускаємо вертикаль до перетину з лінією

h_0=1610 м в третьому квадранті. Від точки перетину ведемо горизонталь вправо до лінії $d_з$=73 мм в четвертому квадранті і, нарешті, піднімаємося по вертикалі вгору до перетину з віссю абсцис, на якій знаходимо питому витрату газу R_o = 240 м^3/м^3 [21].

Результати розрахунку за формулами і отримані за номограмою мають близькі значення.

Розрахунок газліфтних клапанів.

Для пуску в роботу даного підйомника шляхом продавлювання рідини із кільцевого простору через башмак необхідний максимальний пусковий тиск [21]

$$P_{пуск} = L \cdot \rho_p \cdot g = 2011 \cdot 900 \cdot 9{,}81 = 17{,}8 МПа, \text{ МПа.} \quad (1.21)$$

Якщо робочий тиск газу в пусковій лінії менший ніж необхідний пусковий, то для пуску свердловини слід встановити на колоні НКТ пускові клапани [21].

Визначаємо місце встановлення першого клапана [21]:

$$L_1 = h_{ст} + \frac{10^6 P_p}{\rho_p \cdot g} \cdot \frac{d_3^{\,2}}{D^2} - 20 = 900 + \frac{10^6 \cdot 5}{900 \cdot 9{,}81} \cdot \frac{0{,}073^2}{0{,}168^2} - 20 = 987 \text{ м.} \quad (1.22)$$

Для визначення місця встановлення другого клапана необхідно скористатися номограмою (рис. 1.9), за якою знайти максимальний перепад тиску на рівні першого клапана; він же буде і закриваючим перепадом тиску для першого клапана [21].

Нижче наведено приклад користування номограмою (рис. 1.9) при таких даних: L_1 = 987 м; V = 1185 м^3/год; P_p = 5 МПа; h_0 = 1610 м [21].

З точки 987 м на верхній горизонтальній осі номограми опускаємо вертикаль до кривої V = 1185 м^3/год. Якщо точка перетину знаходиться нижче пунктирної лінії відповідного робочого тиску, необхідно від перетину вертикалі з пунктирною лінією робочого тиску 5 МПа (точка *a*) повернути вліво, не доходячи до кривої V = 1185 м^3/год, і знайти точку перетину цієї лінії з кривою робочого тиску 5 МПа (точка *b*), далі вести похилу лінію вниз вліво і на абсцисі знайти точку (точка *c*), розташовану на закриваючому перепаді 2,6 МПа. Отже, ΔP_1 = 2,6 МПа [21].

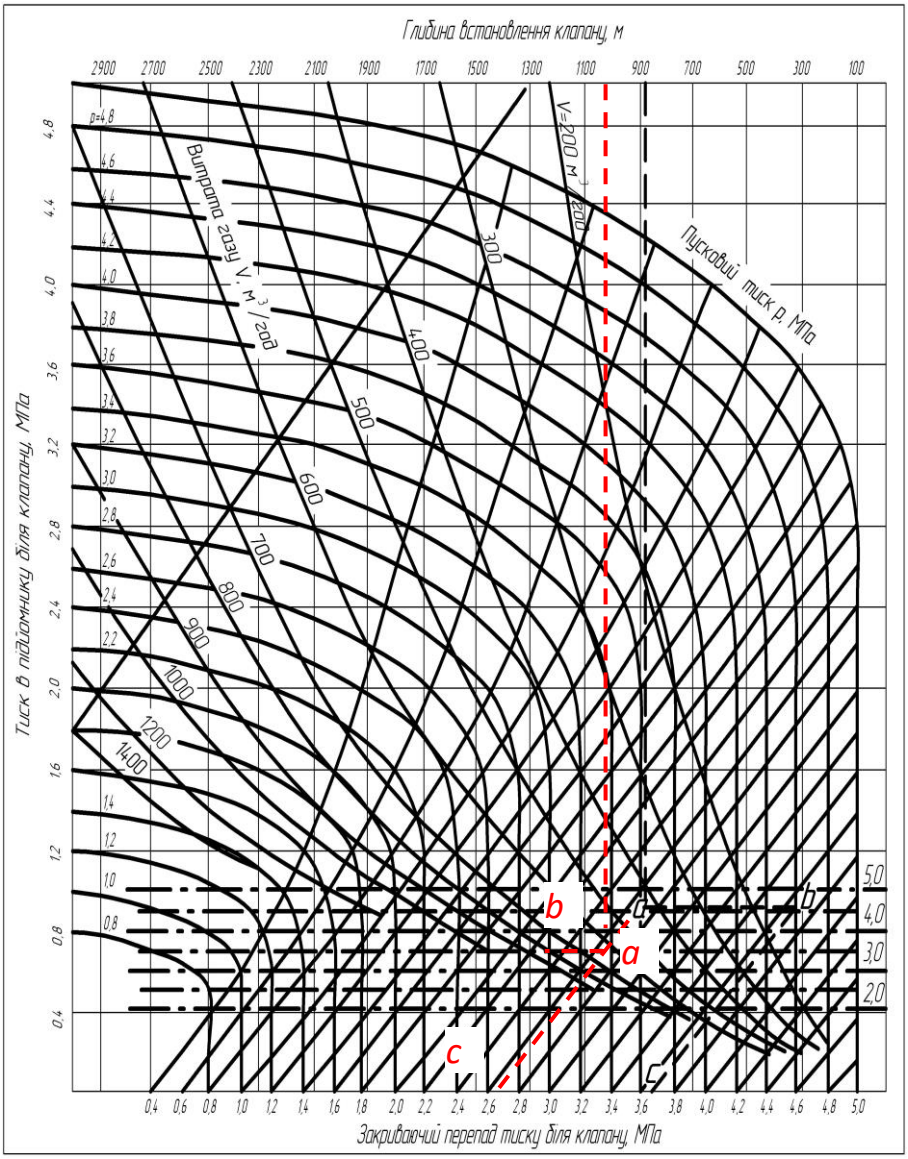


Рисунок 1.9 – Номограма для розрахунку розміщення пускових клапанів [21]

Глибину встановлення другого клапана визначаємо за формулою [21]

$$L_2 = L_1 + \frac{10^6 \Delta P_1}{\rho_p \cdot g} - 10 = 987 + \frac{10^6 2{,}6}{900 \cdot 9{,}81} - 10 = 1204 \text{ мм.} \quad (1.23)$$

Закриваючий перепад тиску біля другого клапана знаходимо аналогічно за тією ж номограмою $\Delta P_2 = 2{,}5$ МПа [21].

Глибина встановлення третього клапана буде [21]

$$L_3 = L_2 + \frac{10^6 \Delta P_2}{\rho_p \cdot g} - 10 = 1204 + \frac{10^6 2{,}5}{900 \cdot 9{,}81} - 10 = 1443 \text{м.} \quad (1.24)$$

Закриваючий перепад тиску біля третього клапана знаходимо аналогічно за тією ж номограмою $\Delta P_3 = 2{,}4$ МПа [21].

Користуватися приведеною формулою і номограмами для розрахунку глибини встановлення клапанів можна тільки до тих пір, поки справедлива нерівність [21]

$$L_к \le h_{ст} + \frac{10^6 P_р}{\rho_р \cdot g} = 900 + \frac{10^6 5}{900 \cdot 9{,}81} = 1466 \text{ м}, \quad (1.25)$$

тобто поки в процесі пуску свердловини $P_{виб} \rangle P_{пл}$ і, отже, відсутній притік рідини з пласта [21].

Якщо дану нерівність порушено, наприклад, при визначенні глибини встановлення четвертого клапана, то місце розташування четвертого клапана за номограмою знайти неможливо [21].

Тоді перепад $\Delta P'_3$ слід знаходити за формулою [21]

$$\Delta P'_3 = P_р - P_{баш} \frac{L_3}{L} = 5 - 3{,}7 \frac{1443}{2011} = 2{,}3 \text{ МПа}. \quad (1.26)$$

Положення четвертого клапана потрібно перерахувати за новознайденим значенням закриваючого перепаду [21]:

$$L'_4 = L_3 + \frac{10^6 \Delta P'_3}{\rho_р \cdot g} - 10 = 1443 + \frac{10^6 2{,}3}{900 \cdot 9{,}81} - 10 = 1694 \text{ м}. \quad (1.27)$$

$$\Delta P'_4 = P_р - P_{баш} \frac{L_4}{L} = 5 - 3{,}7 \frac{1694}{2011} = 1{,}9 \text{ МПа}.$$

$$L'_5 = L_4 + \frac{10^6 \Delta P'_4}{\rho_р \cdot g} - 10 = 1694 + \frac{10^6 1{,}9}{900 \cdot 9{,}81} - 10 = 2004 \text{ м}$$

Розрахунок припиняємо, оскільки глибина встановлення чергового клапана перевищує довжину спущених НКТ.

Якщо клапан опиняється біля башмака колони НКТ, то даний клапан одночасно виконуватиме роль пускового і кінцевого (робочого) [21].

Оскільки робочий тиск зменшиться на величину перепаду тиску в клапані, то останній клапан слід підняти від розрахункової глибини приблизно на 40 м до L_4=1964 м [21].

При наявності в струмені рідини піску хвостовик опускають нижче низу колони НКТ до фільтра, а при відсутності піску опускають хвостовик завдовжки 30 – 40 м для усунення явища пульсації [21].

Для більш рівномірного навантаження на клапани третій клапан також рекомендується підняти приблизно на 10 м до L_3=1433 м [21].

Після перестановки клапанів слід внести поправки на закриваючі перепади тиску [21]:

$$\Delta P_1' = \frac{(L_2' - L_1)\rho_p g}{10^6} + 0{,}1 = \frac{(1204 - 987)900 \cdot 9{,}81}{10^6} + 0{,}1 = 2{,}6 \text{ МПа}, \quad (1.28)$$

$$\Delta P_2' = \frac{(L_3' - L_2')\rho_p g}{10^6} + 0{,}1 = \frac{(1433 - 1204)900 \cdot 9{,}81}{10^6} + 0{,}1 = 2{,}5 \text{ МПа}, \quad (1.29)$$

$$\Delta P_3' = \frac{(L_4 - L_3')\rho_p g}{10^6} + 0{,}1 = \frac{(1694 - 1433)900 \cdot 9{,}81}{10^6} + 0{,}1 = 2{,}4 \text{ МПа}. \quad (1.30)$$

$$\Delta P_4' = \frac{(L_5 - L_4')\rho_p g}{10^6} + 0{,}1 = \frac{(1964 - 1694)900 \cdot 9{,}81}{10^6} + 0{,}1 = 2{,}38 \text{ МПа}. \quad (1.31)$$

$$\Delta P_5' = \frac{(L - L_5')\rho_p g}{10^6} + 0{,}1 = \frac{(2011 - 1964)900 \cdot 9{,}81}{10^6} + 0{,}1 = 1{,}7 \text{ МПа}. \quad (1.32)$$

Визначаємо за номограмою (рис. 1.10) площу отворів на кожному клапані при витраті $\Delta P_2'$, м^3/год; тиску за трубами $P_{пуск}$, МПа; закриваючих перепадах тиску клапанів $\Delta P_i'$, МПа. Користуємось номограмою (рис. 3) при таких даних: V=1610 м^3/год; $P_р$ = 5 МПа; $\Delta P_1'$ = 2,6 МПа; $\Delta P_2'$ = 2,5 МПа; $\Delta P_3'$ = 2,4 МПа; $\Delta P_4'$ = 2,38 МПа; $\Delta P_5'$ = 1,7 МПа [21].

Від точки *a* на нижній горизонтальній осі вказаної номограми, що відповідає закриваючому перепаду 2,6 МПа, ведемо похилу лінію вгору і вправо до перетину з кривою робочого тиску 5 МПа (точка *b*); потім піднімаємо (або опускаємо) вертикаль до горизонтальної прямої витрати газу $\Delta P_2'$ = 1610 м^3/год (точка *c*), звідки ведемо похилу за напрямом пунктирних променів і відлічуємо площу перерізу отворів 55 мм^2 на правій вертикальній осі (точка *d*) [21].

Відповідно викладеному сумарні площі поперечних перерізів отворів знайдені: у другому клапані 60 мм^2 ,в третьому – 70 мм^2, в четвертому – 80 мм^2, п’ятому – 100 [21].

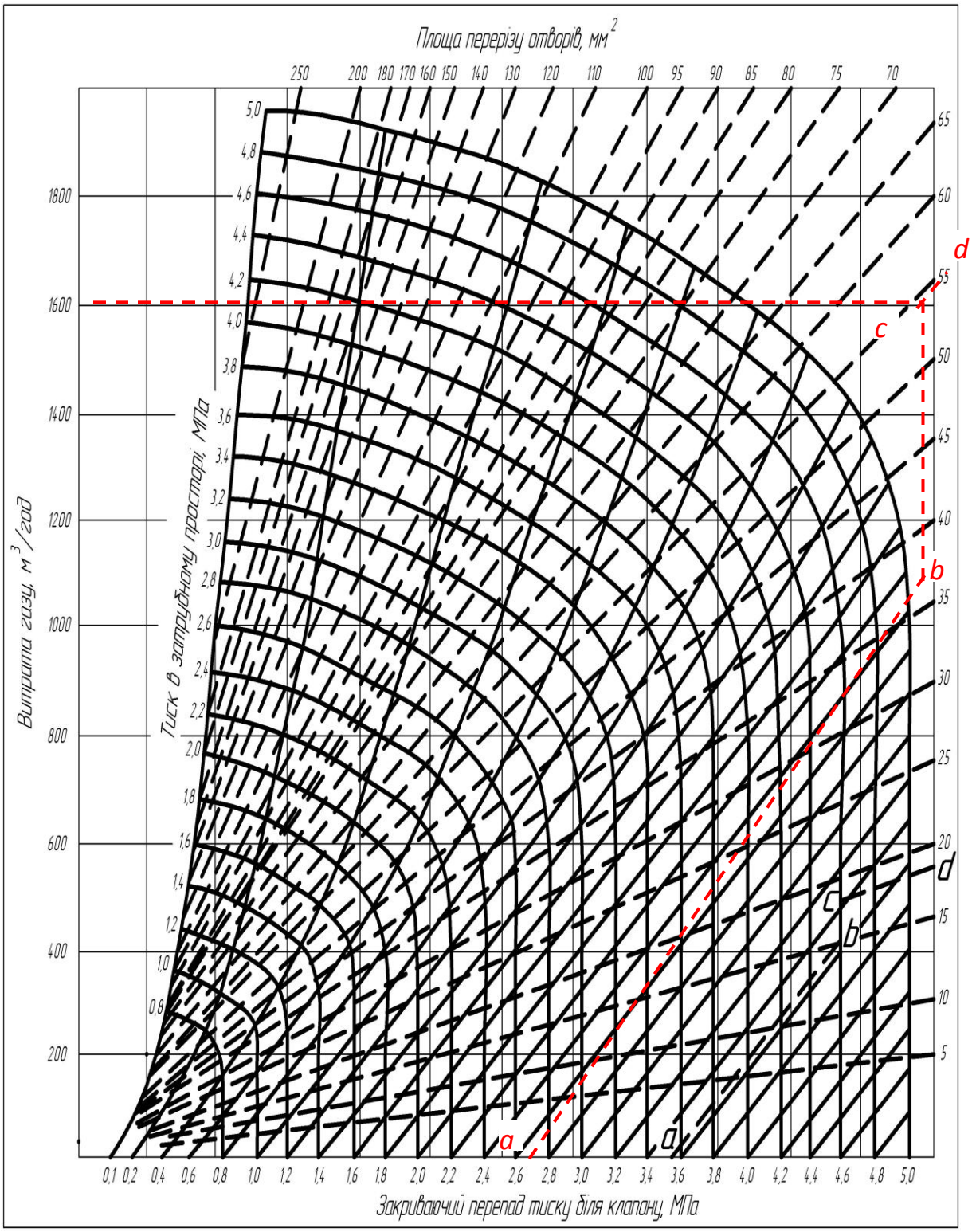


Рисунок 1.10 – Номограма для розрахунку розмірів отворів газліфтних клапанів

Проводимо підбір необхідного для газліфтної експлуатації свердловини обладнання (газліфтну установку, свердловинні камери, газліфтні клапани, пакер) [21].

Таблиця 1.1 – Технічна характеристика газліфтної установки [21]

Шифр газліфтної установи	ЛНП-73Б-21
Умовний діаметр НКТ, мм	73
Умовний діаметр експлуатаційної колони, мм	146
Робочий тиск, МПа	21
Температура свердловинного середовища, °С	-
Глибина спуску, м	2500
Діаметр пакера, мм	122; 136; 140; 145; 148

Таблиця 1. 2 – Технічна характеристика газліфтних клапанів [21]

Параметр	1Г-25
Умовний зовнішній діаметр, мм	25
Робочий тиск, МПа	21
Діаметр прохідного отвору сідла, мм	5,0 6,5 8,0
Робочий хід сильфона на стиск, мм	4
Діапазон тисків заряджання сильфона, МПа	2-7
Габаритні розміри, мм: діаметр довжина	 32,0 485
Маса, кг	1,2

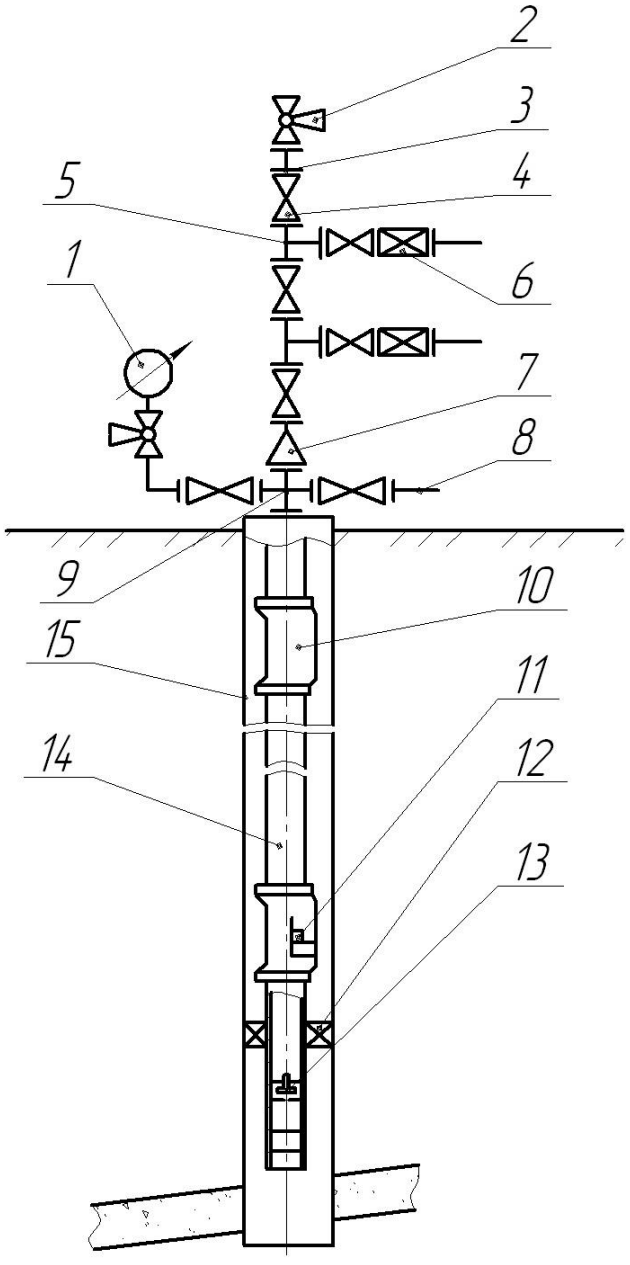
Таблиця 1.3 – Технічна характеристика свердловинних камер [21]

Параметр	К-73А-210
Діаметр прохідного отвору, мм	60
Діаметр посадочного отвору, мм	38,5/40,0
Робочий тиск, МПа	21
Габаритні розміри, мм: довжина L ширина В висота Н	 2500 116 138
Маса, кг	68,2

Вибираємо пакер ПН-ЯГМ-122-21 [21].

1.4 Аналіз конструкцій обладнання для газліфтного способу експлуатації та принципу його дії

До свердловинного обладнання при газліфтній експлуатації свердловин належать (рис. 1.12): колона НКТ, свердловинні камери, газліфтні клапана, циркуляційні та інгібіторні клапана, телескопічні з'єднання, роз'днувачі колони НКТ, пакера, ніпелі, воронки та інше обладнання [23].



1 – манометр; 2,4 – запірний пристрій; 3 – фланець; 5 – трійник; 6 – дросель; 7 – перевідник трубної головки; 8 – відвід; 9 – хрестовина; 10 – свердловинна камера; 11 – газліфтний клапан; 12 – пакер; 13 – приймальний клапан; 14 – колона НКТ; 15 – експлуатаційна колона

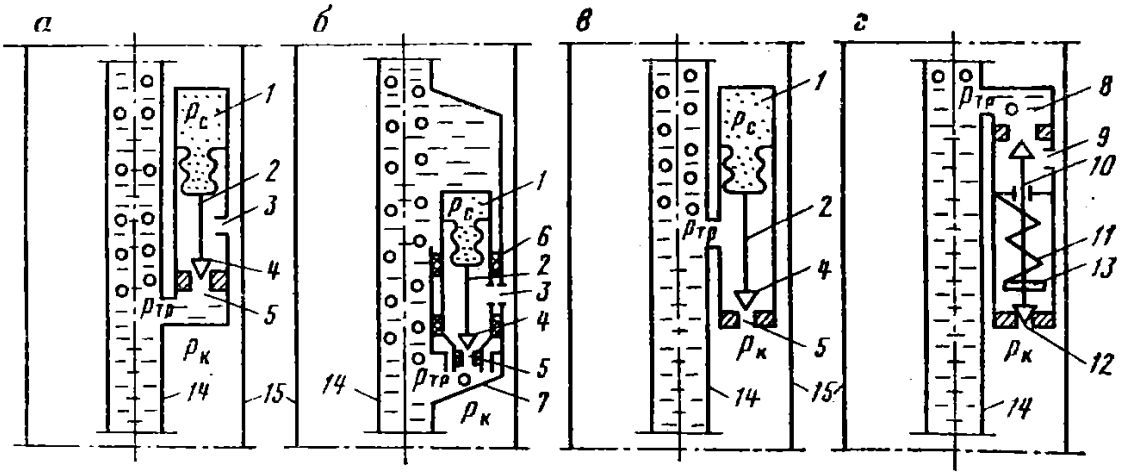
Рисунок 1.12 – Схема конструкції однорядного газліфтного підйомника [21]

Для зниження пускового тиску та забезпечення максимальної глибини введення газу в ліфт призначені газліфтні клапани, внаслідок чого знижується витрата робочого агента, підвищується дебіт свердловин та підвищується рентабельність видобутку нафти газліфтом. На сьогоднішній день відомо багато різних типів газліфтних клапанів [23].

Їх класифікують за різними ознаками [23].

1. За призначенням розрізняють пускові та робочі клапани. Перші застосовують для пуску газліфтних та освоєння фонтанних свердловин. Робочі клапани служать для подачі газу при нормальній роботі, оптимізації режиму роботи свердловини шляхом ступінчастої зміни глибини введення газу в НКТ і періодичної подачі газу в НКТ при періодичній газліфтній експлуатації.

2. За способом кріплення до НКТ є клапани: а) зовнішні (стаціонарні), які кріплять на колоні НКТ зовні та для їх заміни або регулювання витягають із свердловини всю колону НКТ (рисунок 1.13 а, в, г); б) внутрішні (знімні) – кріплять усередині свердловинних газліфтних камер, що мають еліптичний перетин (рисунок 1.13, б); витягають та встановлюють внутрішні клапани за допомогою канатної техніки.



1 – сильфонна камера; 2 – шток; 3 - отвори для введення газу в сильфонний клапан та в газліфтну камеру; 4 – клапан; 5 - штуцерний отвір; 6 – сальник; 7 - свердловинна газліфтна камера; 8 – основний (верхній штуцер); 9 – отвори для введення газу в пружинний клапан; 10 - шток з двома (верхньою н нижньою) клапанними головками; 11 – пружина; 12 – допоміжний (нижній) штуцер; 13 – гайка; 14 - насосно-компресорні труби; 15 - експлуатаційна колона

Рисунок 1.13 – Газліфтні клапани

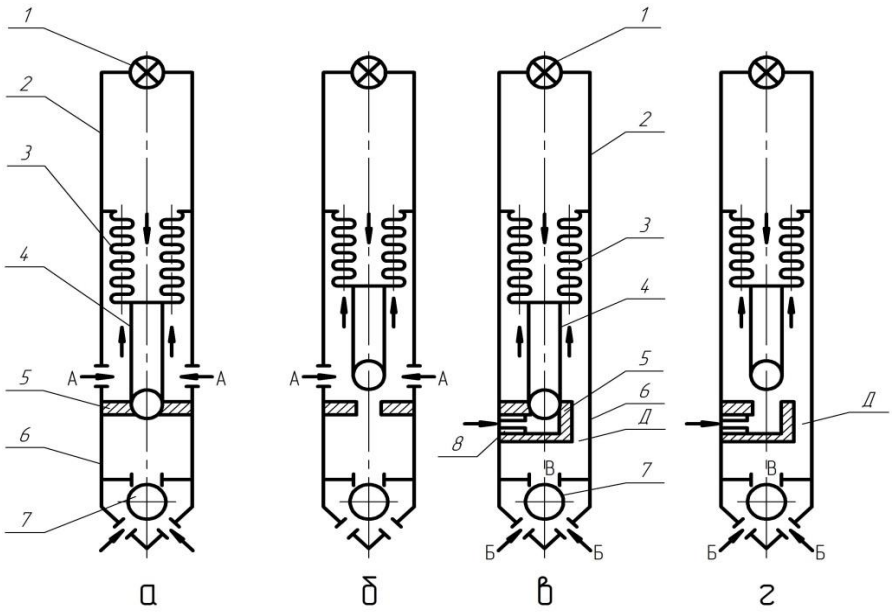
3. За принципом дії виділяють клапани: а) керовані тиском або газу в затрубному просторі (див. рис. 1.13, а, б), або рідини в НКТ (див. рис. 1.13, в); б) диференціальні, які відкриваються та закриваються залежно від перепаду тисків у затрубному просторі та в НКТ на рівні клапана (див. рис. 1.13, г).

4. За конструктивним виконанням розрізняють сильфонні (див. рис. 1.13, а, б, в) пружинні (див. рис. 1.13, г) та комбіновані клапани. Сильфонні клапани працюють або під дією тиску в кільцевому (затрубному) просторі $p_к$ (рисунок 1.13, а, б), або тиску в трубах $p_{тр}$ (див. рис. 1.13, а). Їхній відмінний елемент — сильфонна камера 1, заряджена азотом до тиску $p_с$. Так як $p_с$ підвищений, то клапан нормально закритий. Гофрована стінка сильфона забезпечує переміщення штока із клапанною головкою. Відомі клапани інших типів. В даний час на наших промислах широко застосовуються газліфтні сильфонні клапани, керовані тиском газу [2,7,12].

Газліфтні клапани Г (рис. 1.14) складаються з пристрою для зарядки, сильфонної камери, пари шток-сідло, зворотного клапана і пристрою фіксації клапана в свердловинній камері. Сильфонну камеру заряджають азотом через золотник, встановлений у вкрученому заряднику. Тиск в сильфонній камері клапана регулюють через зарядник на спеціальному стенді. Сильфонна камера – герметична зварна посудина високого тиску, основним робочим органом якої є металевий багатошаровий сильфон [23].

Пара шток-сідло – запірний пристрій клапана, до якого газ поступає через отвір, що сполучається із кільцевим простором через вікна свердловинної камери. Отвір розташований між двома комплектами манжет, завдяки чому створюється герметичний канал для надходження газу, що нагнітається із кільцевого простору.

Зворотний клапан призначений для запобігання перетікання рідини з колони НКТ в кільцевий простір свердловини [23].



а, в – клапан закритий; б, г – клапан відкритий;
1 – вузол зарядки; 2 – корпус; 3 – сильфон; 4 – шток; 5 – сідло; 6 – корпус сідла;
7 – вузол зворотного клапана; 8 – штуцер

Рисунок 1.14 – Пусковий (а, б) і робочий (в, г) сильфонні газліфтні клапани

Газліфтний клапан складається з роз'ємного корпусу, в якому є отвори для надходження газу з кишені мандрелі у внутрішню порожнину клапана. Для виключення прориву газу повз клапан на корпусі розташовані ущільнювальні манжети. Сильфон є чутливим елементом, що регулює роботу клапан, заповнений на поверхні азотом. У нижній частині сильфона – шток із кулькою із твердосплавного матеріалу, який покриває отвір сідла [23].

Для виключення надходження рідини з НКТ у затруб після зупинки свердловини, у нижній частині клапана розташований зворотний клапан. Над зворотним клапаном – цанговий пристрій фіксації клапана в кишені мандрилі [23].

У верхній частині клапана – ловильна головка, за допомогою якої клапан може бути витягнутий [23].

При подачі газу в затрубний простір він надходить через кишеню мандрелі в клапан і під його тиском сильфон стискається, переміщуючи шток вгору, при цьому відкривається отвір сідла клапана і газ надходить у внутрішню порожнину клапана. Потім, через бічні отвори в хвостовику, він надходить у мандрель і НКТ, здійснюючи підйом рідини на поверхню. Після зниження тиску в НКТ та затрубі

відбувається закриття клапана. Під час пуску, для виключення коливань сильфона, в ньому вмонтовано демпферний пристрій, а в сильфон заливається олія. Мандрелі призначені для встановлення в них клапана для подачі інгібіторів у НКТ та глухих пробок, циркуляційного клапана, газліфтного клапана [23].

У верхній частині мандрелі розташована втулка із косим зрізом для орієнтації канатного інструменту у бік кишені. Над кишенею приварені напрямні планки [23].

Газліфтні клапани Г за призначенням поділяються на пускові і робочі. Регулювальним тиском для пускових клапанів (рис. 1.14 а, б) є тиск газу, що нагнітається в кільцевий простір свердловини. При їх роботі газ через отвори А проникає в порожнину, де впливаючи на ефективну площу сильфона, стискає його, внаслідок чого шток піднімається, і газ, відкриваючи зворотний клапан, поступає в колону НКТ та аерує рідину [23].

Газ, що нагнітається, знижує рівень рідини в кільцевому просторі нижче першого клапана. При цьому через отвір клапана газ поступає в підйомні труби, рівень рідини підвищується. Поступово рівень рідини в кільцевому просторі знижується і відкривається другий клапан. Перший клапан при цьому закривається і аерація відбувається через другий клапан [23].

Число клапанів залежить від тиску газу підведеного до свердловини та її глибини. Закриваються вони послідовно у міру зниження рівня в кільцевому просторі свердловини в момент, коли перепад між тиском в кільцевому просторі і в колоні НКТ, що діє на клапан, досягає заданого значення. Зниження рівня рідини в кільцевому просторі свердловини триває до глибини розташування нижнього (робочого) газліфтного клапана. На заданому технологічному режимі свердловина працює через робочий газліфтний клапан при закритих верхніх (пускових) клапанах, які використовуються тільки в період пуску свердловини [23].

Тиском керування для робочих клапанів (рис. 1.14 в, г) є тиск рідини в колоні НКТ. При роботі цих клапанів рідина з колони НКТ через отвір Б в клапані поступає в порожнину В, через отвір Д в сідлі проходить в порожнину під

сильфон і, стискаючи його, відтягує шток від сідла і відкриває клапан. Застосування газліфтних клапанів дозволяє автоматично регулювати надходження газу, що нагнітається з кільцевого простору в колону НКТ [23].

Сильфонні клапани типу Г випускають з діаметром 20, 25 і 38 мм. Робочий тиск клапана до 21 МПа. Випускаються сильфонні клапани пускові, для періодичної подачі газу в труби при запуску газліфта, наприклад Г-38, і робочі клапани для подачі газу в труби після запуску газліфта, наприклад Г-38Р. Газліфтні клапани на робочий тиск 21 МПа мають шифри: Г-38, Г-38Р, Г-38-70Д, Г-25, Г-25Р, 1Г-25, 1Г-25Р, Г-20, Г-20Р, де 38, 25, 20 - умовний діаметр клапана, мм; Р - робочий клапан (останні - пускові); Д - камера клапана заповнена демпфуючою рідиною [23].

Пускові сильфонні клапани типу Г керуються тиском затрубного простору, робочі сильфонні клапани керуються тиском, що є в НКТ (аркуш МР.НІО-39.01.01.000 СК).

Клапани типів Г-38 і ГР-38 фіксуються в свердловинних камерах за допомогою кулачкового фіксатора ФК-38, що нагвинчується на клапан. При посадці кулачок фіксатора, зачіпаючи за край кишені, втоплюється у вікні фіксатора, а після входу в канавку кишені він виходить з вікна, фіксуючи клапан.

У клапанах типів 2Г, 5Г, 3Г фіксуючим елементом служить цанга [23].

Сильфонні клапани можуть установлюватися на НКТ зовні. Для цього на патрубках НКТ приварюються сідла, у яких розміщаються клапани. Але в цьому випадку для зміни клапана необхідно піднімати колону НКТ. Ця незручність усувається новим методом установки клапанів, коли клапан спускається усередину колони НКТ, доводиться до свердловинної газліфтної камери, потім до її посадкового гнізда і встановлюється в ньому. Клапани можуть спускатися на дроті чи штангах зі спеціальним пристосуванням. Підйом таких клапанів можливий без підйому НКТ, за допомогою спеціальних знімачів, що спускаються у внутрішню порожнину НКТ [23].

Крім сильфонного клапана, що випускається в даний час під шифром Г, застосовуються клапани типів У1М, КПА-2 і КПГ із пружинною керуючою системою [23].

Газліфтні клапани пружинного типу в більшості випадків виконують функції пускових клапанів. Вони монтуються в свердловинній камері (оправці) за допомогою різьбової частини ніпеля і спеціального упора [23].

Циркуляційний клапан призначений для з'єднання затрубного простору з підйомними трубами в процесі освоєння, проведення ремонтно-профілактичних робіт (клапани типу КЦМ, рис. 1.15) та глушінні свердловин (клапани типу КЦГ, рис. 1.16) перед ремонтом [23]. Вони встановлюються безпосередньо над пакером. У внутрішній порожнині клапана є плунжер з ущільнюючим елементом, який зафіксований в корпусі клапана. Для глушіння свердловини необхідно створити тиск у НКТ. Тиском зрізається плунжер, відкривається отвір у тілі клапана, тобто створюється циркуляція між затрубом і НКТ.

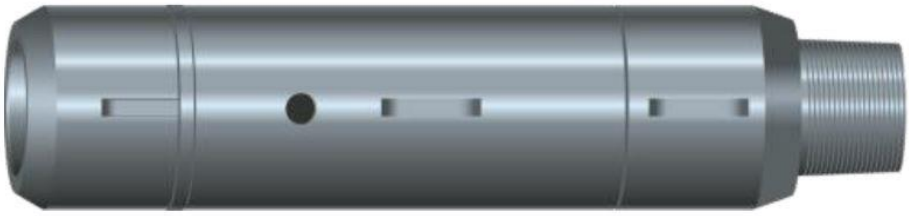


Рисунок 1.15 – Клапани типу КЦМ



Рисунок 1.16 – Центральні циркуляційні клапани типу КЦГ

В залежності від конструктивного виконання циркуляційні клапани можуть опускатись у свердловину на колоні НКТ (стаціонарні) або із застосуванням канатної техніки встановлюватись в кишені свердловинних камер (ексцентричні).

Переміщення гільзи в клапанах КЦМ здійснюється штовхачем, який опускається в свердловину канатною технікою, а зрізання гвинтів в клапанах КЦГ – шляхом створення перепаду тиску на деталі клапана в колоні НКТ або затрубному просторі.

Інгібіторні клапани (рис. 1.17) призначені для подачі з затрубного простору в порожнину підйомних труб інгібіторів різного прихначення в процесі експлуатації свердловини.

Встановлювані на тросі клапани для закачування хімреагентів призначені для керування процесом закачування хімреагенту/розчину в колону для боротьби з корозією, видалення парафінових відкладень, гідратів і окалини, розчинення солей. У клапані передбачена пружина з нікелевого сплаву, яка забезпечує зусилля, необхідне для закриття клапана. Регулювання зусилля пружини, необхідного для відкриття клапана, проводиться з зовнішнього боку клапана без його розбирання. Завдяки пружинному механізму нагнітальні клапани відрізняються високою точністю роботи незалежно від температури в свердловині.



Рисунок 1.17 – Інгібіторний клапан

Свердловинна газліфтна камера (мандрель) – це зварна конструкція, що складається з наконечників, кишені і сорочки, що виготовляється зі спеціальних

овальних труб (аркуш МР.НІО-39.01.02.000 СК). Клапан фіксується в розточуванні камери. Через перепускні отвори в підйомні труби надходить газ, що нагнітається, або рідина. Камери виготовляють на робочий тиск від 21 до 70 МПа, довжиною близько 2500 мм, масою до 70 кг.

Свердловинні камери з ексцентричним розташуванням кишені для клапанів є найбільш досконалими і поширеними. Вони зберігають прохідний переріз у місці встановлення клапана, рівним прохідному перерізу колони підйомних труб. Це дозволяє проводити всі свердловинні роботи (дослідження, промивку привибійної зони, зміну знімних елементів свердловинного обладнання) без вилучення колони підйомних труб.

Свердловинні камери виготовляються суцільно-штампованими, з овальних або круглих труб, з ексцентричним, центральним та зовнішнім розміщенням кишень для стаціонарних та нестаціонарних газліфтних клапанів, із газовідвідними пристроями та без них [23].

Телескопічні з’єднання призначені для компенсації температурних змін довжини колони НКТ та зняття натягу, який виникає після посадки пакера. На рисунку 1.19 зображено телескопічне з’єднання типу СТ, яке призначене компенсувати лише видовження колони. У свердловину з’єднання опускають в розкритому положенні [23].

Роз’єднувач колони НКТ застосовується в комплекті свердловинного обладнання для роз’єднання колони НКТ в свердловині від пакера та їх з’єднання. Пристрій опускається у свердловину на колоні НКТ і встановлюється над пакером. При роз’єднанні колони верхня частина роз’єднувача разом із колоною НКТ, яка знаходиться над ним, піднімається на поверхню. Нижня частина разом із пакером і приєднаним до неї обладнанням залишається у свердловині [23].

Для гарантованого герметичного перекриття отворів застосовуються пускові муфти з клапанним пристроєм. Муфта (аркуш МР.НІО-39.01.03.000 СК) з клапаном встановлюється жорстко між насосно-компресорними трубами і представляє собою осесиметричне порожнинне тіло з одним чи двома клапанними вузлами, вмонтованими в боковій стінці муфти. Клапан складається з корпуса,

упора, сідла з центральним отвором і запірного елемента, виконаного у вигляді кулі з можливістю переміщення всередині каналу циліндричної форми. Частини циліндричного каналу, звернені до затрубного простору і до внутрішньої порожнини пускової муфти, виконані з меншими діаметрами, ніж діаметр кулі. Частина циліндричного каналу, звернена до внутрішньої порожнини пускової муфти, сполучається з нею за допомогою додаткових каналів, виконаних по периферії циліндричного каналу. Сідло клапана виконане з еластомерного матеріалу. Окрім цього корпус клапана і упор можуть бути встановлені в боковій стінці пускової муфти за допомогою різьбового з'єднання.



Рисунок 1.18 – Свердловинні камери (мандрелі)

Ніпель призначений для опресування НКТ у свердловинах без пакеру. Ніпель є муфтою з різьбленням НКТ, з посадковим місцем для пробки. Після закінчення ремонту свердловини в ніпель встановлюється пробка та опресовують НКТ насосним агрегатом.

РОЗДІЛ 2

2.1 Модернізація лабораторного стенда обладнання для газліфтної експлуатації свердловин

Навчально-демонстраційні стенд лабораторної установки з вивчення обладнання для газліфтної експлуатації свердловин знаходиться в навчальній лабораторії №7108 кафедри нафтогазових машин та обладнання Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та призначений для проведення лабораторної роботи з дисципліни «Машини та обладнання для видобування нафти і газу».

Лабораторний стенд розроблений на базі зібраного на кафедрі свердловинного обладнання для газліфтної експлуатації нафтових свердловин.

На металевій зварній рамі з трикутного профілю встановлені щити з ДСП-плити.

Існуюче на кафедрі обладнання для газліфтної експлуатації ретельно реставроване, очищене від бруду та продуктів корозії, за необхідності змащене мастилом. Зовнішні поверхні та поверхні розрізу свердловинної камери погрунтовані та покриті шаром фарби.

Загальний вигляд розробленого стенду наведений на рис. 2.1 – рис. 2.5.



Рисунок 2.1 – Модернізований лабораторний стенд обладнання для газліфтної експлуатації свердловин



Рисунок 2.2 – Модернізований лабораторний стенд обладнання для газліфтної експлуатації свердловин

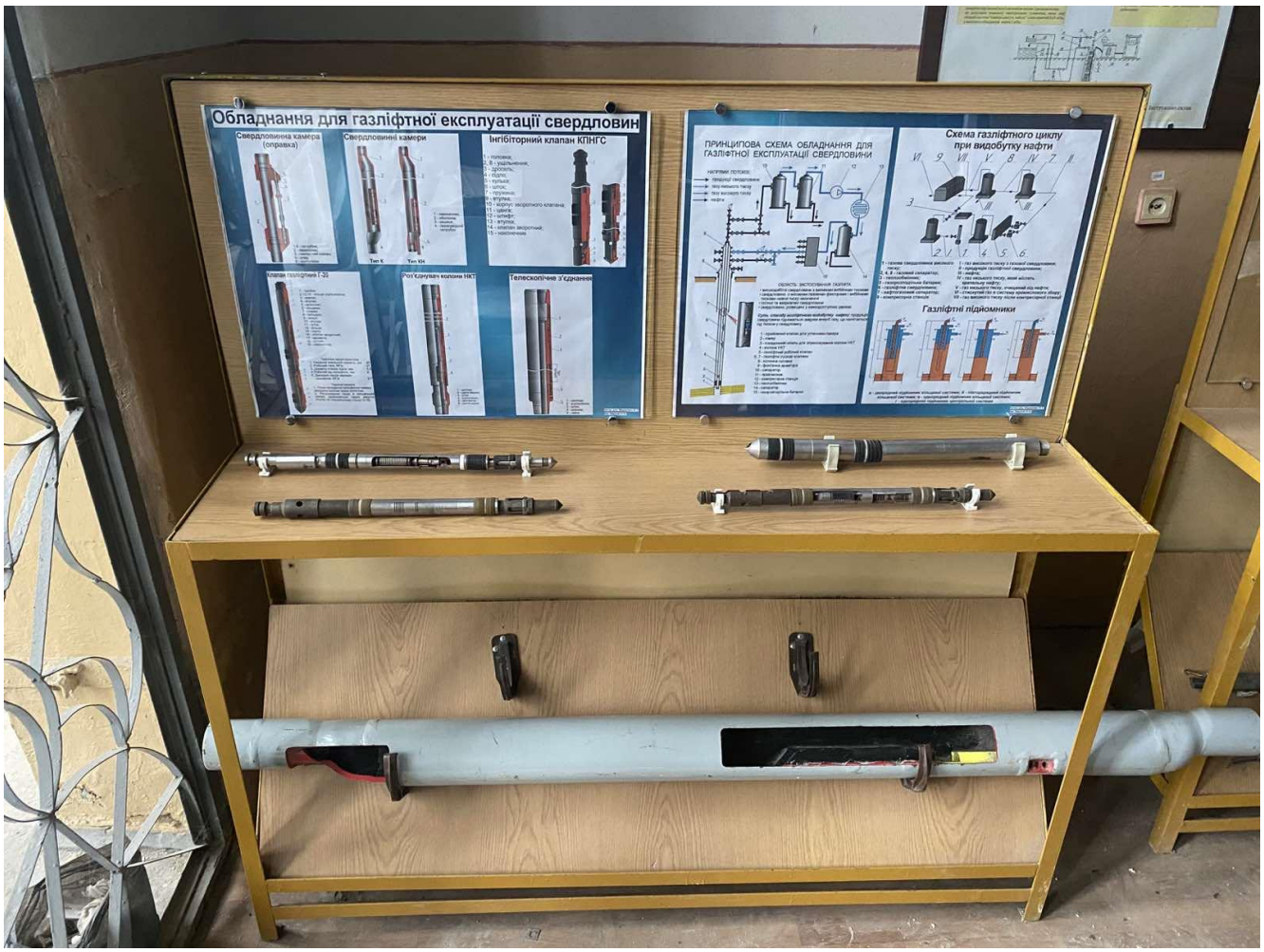


Рисунок 2.3 – Модернізований лабораторний стенд обладнання для газліфтної експлуатації свердловин

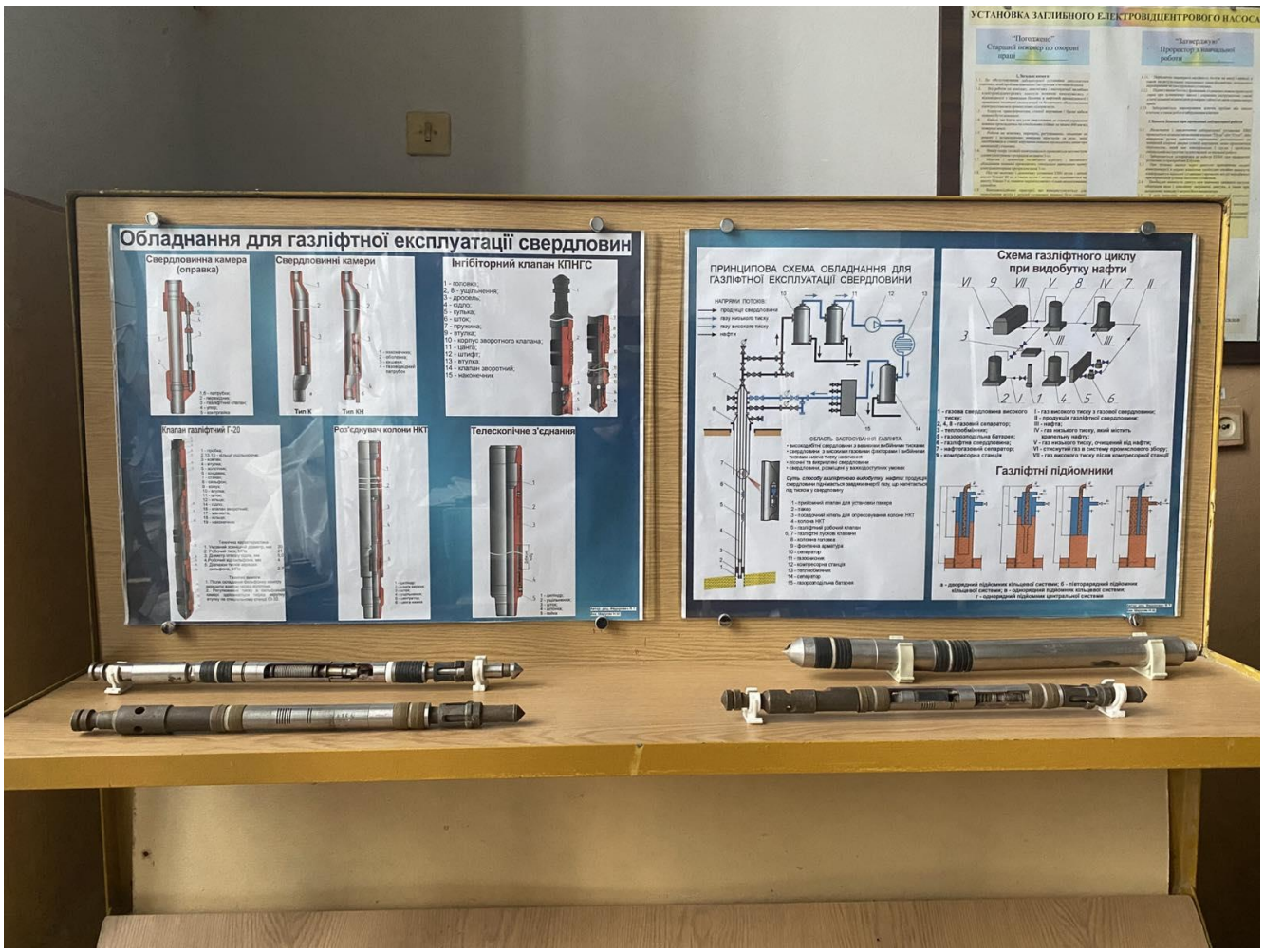


Рисунок 2.4 – Модернізований лабораторний стенд обладнання для газліфтної експлуатації свердловин

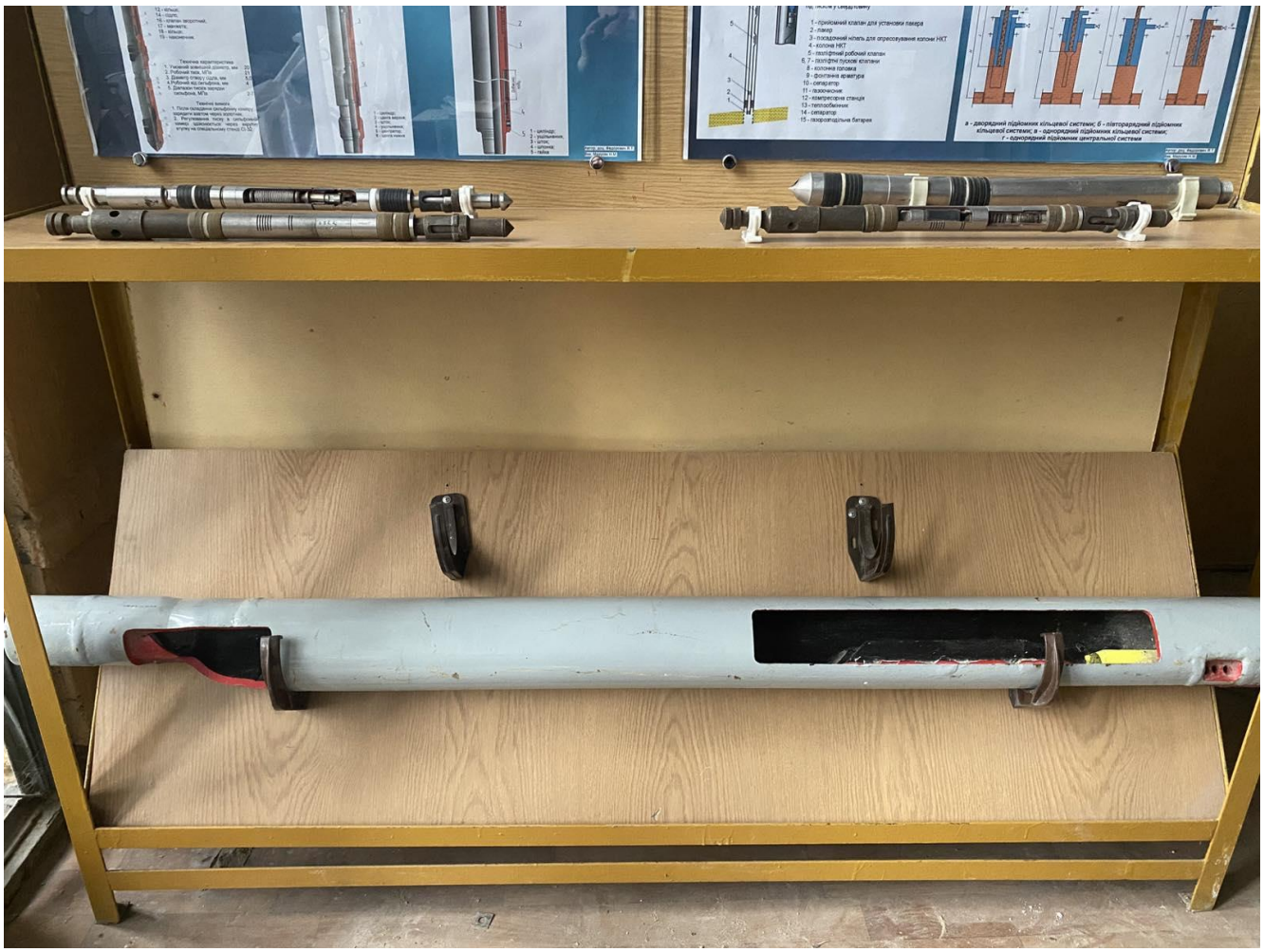


Рисунок 2.5 – Модернізований лабораторний стенд обладнання для газліфтної експлуатації свердловин

2.2 Розроблення методвказівок до лабораторної роботи з дослідження роботи газліфтного обладнання

Лабораторна робота № 4

ВИВЧЕННЯ КОНСТРУКЦІЙ ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ГАЗЛІФТНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН, ВИЗНАЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПАРАМЕТРІВ ГАЗЛІФТНИХ КЛАПАНІВ

4.1 МЕТА І ЗАДАЧІ РОБОТИ

4.1.1 Вивчення конструкцій та принципу дії обладнання для газліфтної експлуатації свердловин.

4.1.2 Ознайомлення з параметрами обладнання для газліфтної експлуатації свердловин та умовами його експлуатації.

4.1.3 Складання детального опису конструкцій газліфтних клапанів і свердловинних камер за результатами огляду і вимірювань.

4.1.4 Складання переліку технологічних операцій зі встановлення і заміни свердловинного обладнання газліфтної свердловини.

4.1.5 Тарування газліфтних клапанів та регулювання тиску їх відкривання.

4.2 ОБЛАДНАННЯ, ІНСТРУМЕНТ

4.2.1 Навчально-демонстраційний стенд «Газліфтна експлуатація свердловин».

4.2.2 Стенд для тарування газліфтних клапанів пружинного типу.

4.2.3 Натурні взірці газліфтних клапанів і свердловинних камер.

4.2.4 Необхідна нормативно-технічна та довідкова інформація.

4.2.5 Ілюстрації схем і конструкцій газліфтного обладнання.

4.2.5 Вимірювальний інструмент: лінійка, штангенциркуль.

4.3 ТРИВАЛІСТЬ РОБОТИ

Робота розрахована на 2 години.

4.4 МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ З ПІДГОТОВКИ ТА ПРОВЕДЕННЯ РОБОТИ

Заняття розраховано на роботу студентів, розділених на підгрупи. Робота проводиться згідно індивідуальних завдань. Індивідуальні завдання видаються студентам після попереднього контролю готовності до виконання лабораторної роботи.

При підготовці до лабораторної роботи необхідно ознайомитись з даними методичними вказівками. Рівень підготовки студента повинен забезпечити виконання лабораторної роботи згідно п. 4.6 протягом 2 годин.

4.5 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Широкого використання набули газліфтні установки таких типів: Л, ЛН, ЛНТ та ЛНП. Перші три установки призначені для видобування нафти

неперервним газліфтом, а установка ЛНП – для видобування нафти періодичним газліфтом.

В загальному газліфтна установка включає устьове обладнання (фонтанну арматуру) та свердловинне обладнання.

В комплект свердловинного обладнання газліфтних установок входять: свердловинні камери, газліфтні клапани, кулачкові фіксатори (для встановлення клапанів Г-38), пакери (крім установок ЛНТ), роз'єднувачі колон (для установок ЛНТ-2К і ЛНП), інгібіторні і циркуляційні клапани, глухі пробки, прийомні клапани (для установок ЛНТ і ЛНП), посадочні ніпелі, гідродомкрати (для установки ЛН-К2), НКТ і запасні частини. В залежності від дебіту свердловин використовують високогерметичні НКТ різних типорозмірів.

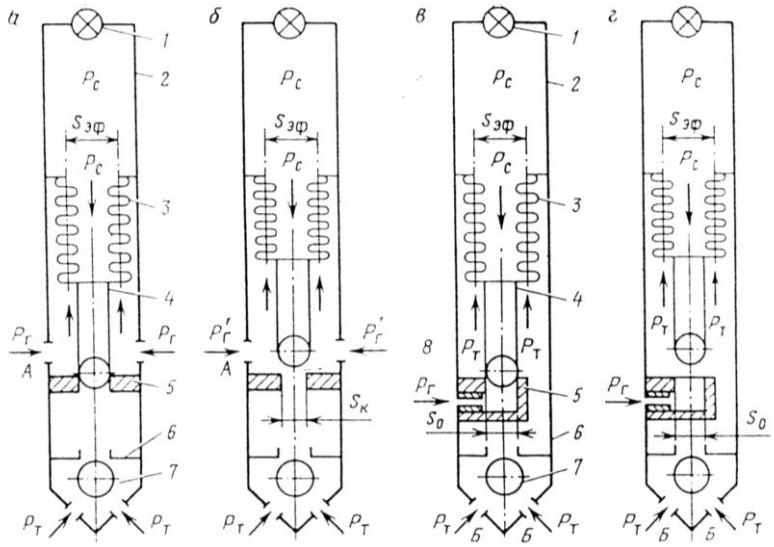
4.5.1 Газліфтні клапани

Газліфтні клапани призначені для автоматичного з'єднання або роз'єднання затрубного простору з внутрішньою порожниною насосно-компресорних труб під дією регульованого тиску газу, що нагнітається в свердловину. Клапани спрацьовують під дією тиску газу, який нагнітається в затрубний простір, газорідинної суміші в колоні НКТ та перепаду тиску в затрубному просторі і колоні НКТ.

Газліфтні клапани поділяються на: пускові та робочі; зрівноважені і незрівноважені; мембранні (сильфонні), пружинні і комбіновані; знімні і стаціонарні. Схеми найбільш поширених газліфтних клапанів сильфонного типу зображені на рисунку 4.1.

Основним елементом сильфонної камери є сильфон і зарядний пристрій із золотником, через який проводиться зарядка сильфонної камери інертним газом (азотом) під тиском, який визначається необхідним тиском відкривання клапана. Пара «сідло-шток» являє собою запірний пристрій клапана, до якого газ або газорідинна суміш поступає через спеціальні отвори.

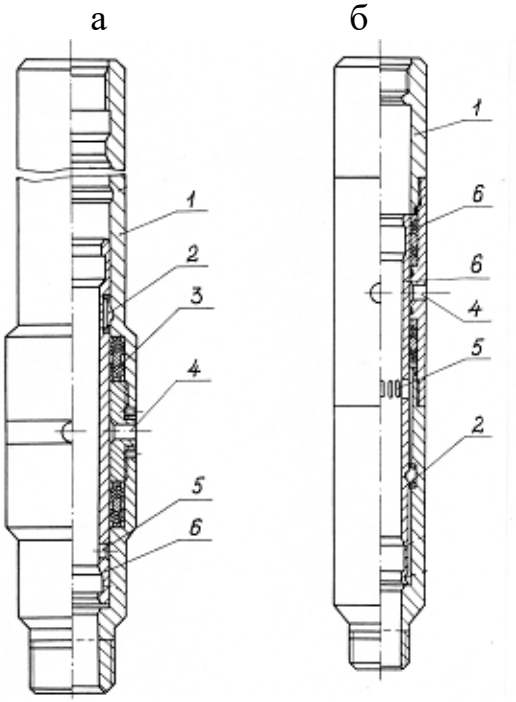
У пускових клапанах (Г-20, Г-25, 1Г-25, Г-33) запірний пристрій відкривається під дією регульованого тиску газу, що подається в затрубний простір свердловини, а робочих клапанів (Г-20Р, Г-25Р, 1Г-25Р, Г-38Р) – під дією регульованого тиску газорідинної суміші (рідини) в колоні НКТ. Вузол зворотного клапана призначений для запобігання перетоку газорідинної суміші (рідини) з колони НКТ в затрубний простір свердловини.



а, б – керуються тиском газу в затрубному просторі; в, г – керуються тиском газорідинної суміші в колоні НКТ
1 – вузол розрядки; 2 – кожух; 3 – сильфон; 4 – шток;
5 – сідло; 6 – корпус сідла; 7 – зворотний клапан; 8 – дросель

Рисунок 4.1 – Схеми газліфтних клапанів сильфонного типу

Газліфтні клапани пружинного типу в більшості випадків виконують функції пускових клапанів. Вони монтуються в свердловинній камері (оправці) (рис. 4.7) за допомогою різьбової частини ніпеля і спеціального упора. Загальний вигляд такого клапана наведений на рисунку 4.2.



а – виконання I; б – виконання II;
1 – корпус; 2 – фіксатор; 3 – ущільнення; 4 – перепускний отвір конуса; 5 – перепускний отвір гільзи; 6 – гільза

Рисунок 4.3 – Клапани типу КЦМ

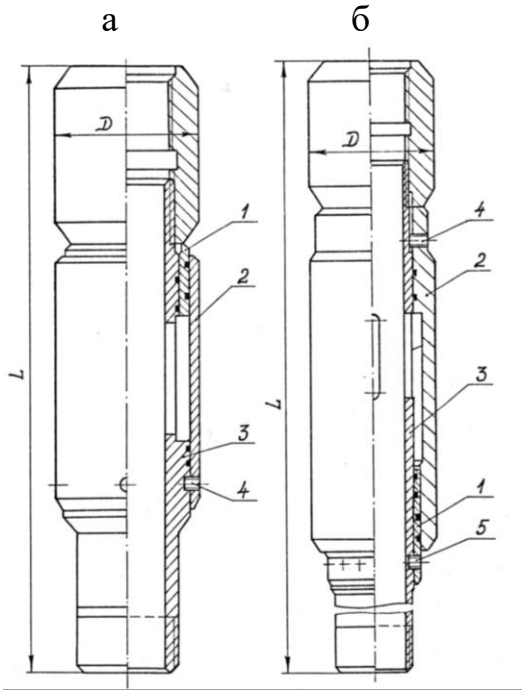
Основним його елементом є конічний клапан 9 із гайкою 10 для регулювання тиску відкривання. Регулювання тиску відкривання здійснюється шляхом зміни висоти пружини 8. Також тиск відкривання клапана залежить від діаметра центрального отвора в сідлі 12.

4.5.2 Циркуляційні клапани

Циркуляційні клапани призначені для з'єднання затрубного простору з підйомними трубами в процесі освоєння, проведення ремонтно-профілактичних робіт (клапани типу КЦМ, рис. 4.3) та глушінні свердловин (клапани типу КЦГ, рис. 4.4).

В залежності від конструктивного виконання циркуляційні клапани можуть опускатись у свердловину на колоні НКТ (стаціонарні) або із застосуванням канатної техніки встановлюватись в кишені свердловинних камер (ексцентричні).

Переміщення гільзи в клапанах КЦМ здійснюється штовхачем, який опускається в свердловину канатною технікою, а зрізання гвинтів в клапанах КЦГ – шляхом створення перепаду тиску на деталі клапана в колоні НКТ або затрубному просторі.



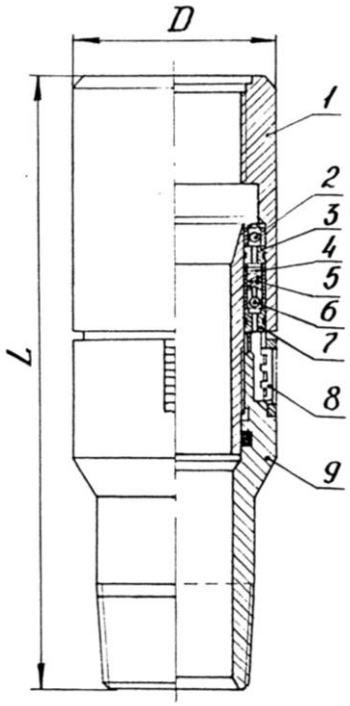
а – виконаня I; б – виконання II;
1 – втулка; 2 – золотник; 3 – ствол; 4 – гвинт золотника;
5 – гвинт втулки

Рисунок 4.4 – Центральні циркуляційні клапани типу КЦГ

4.5.3 Інгібіторні клапани

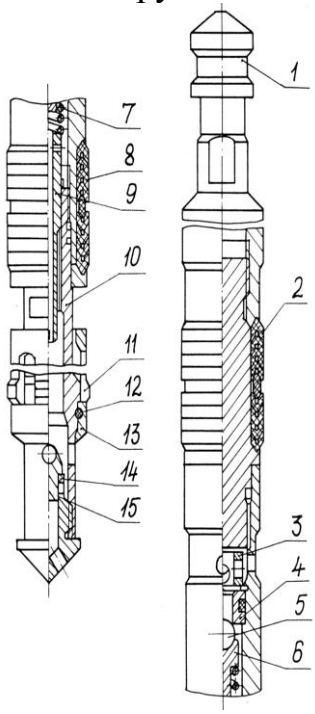
Інгібіторні клапани застосовуються для подачі інгібіторів функціонального призначення із затрубного простору в колону НКТ в процесі експлуатації свердловини.

Стаціонарні інгібіторні клапани типу КІНГ (рис. 4.5) монтуються в свердловині на колоні НКТ, а клапани типу КІНГС (рис. 4.6) розміщуються і фіксуються в свердловинних камерах спеціального призначення за допомогою інструменту канатної техніки. Тиск відкривання клапанів для перепуску інгібіторів із затрубного простору регулюється зусиллям пружини.



1 – головка; 2, 6 – кульки;
3, 7 – сідла; 4 – шайби;
5 – пружина; 8 – фільтр;
9 – корпус

Рисунок 4.5 – **Інгібіторний клапан КІНГ**



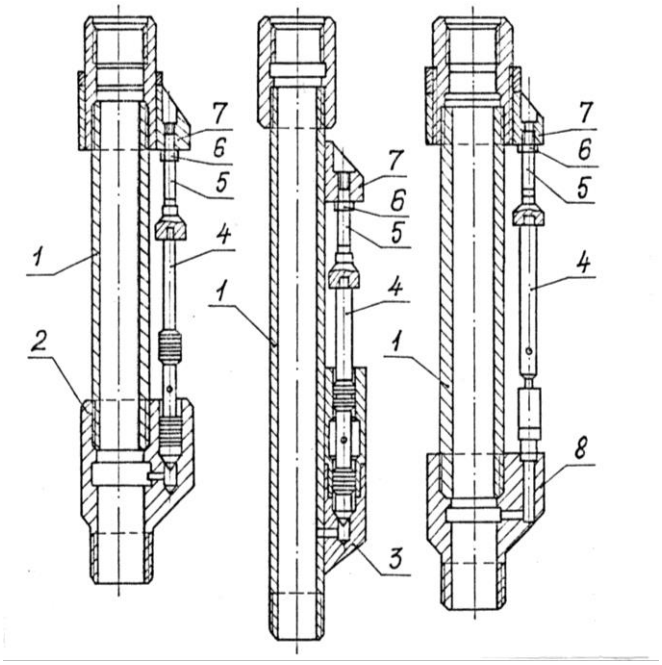
1 – головка; 2, 8 – ущільнення;
3 – дросель; 4 – сідло; 5 – кулька;
6 – шток; 7 – пружина;9 – втулка;
10 – корпус зворотного клапана;
11 – цанга; 12 – штифт; 13 – втулка;
14 – клапан зворотний;
15 – наконечник

Рисунок 4.6 – Інгібіторний клапан КІПНГС

4.5.4 Свердловинні камери

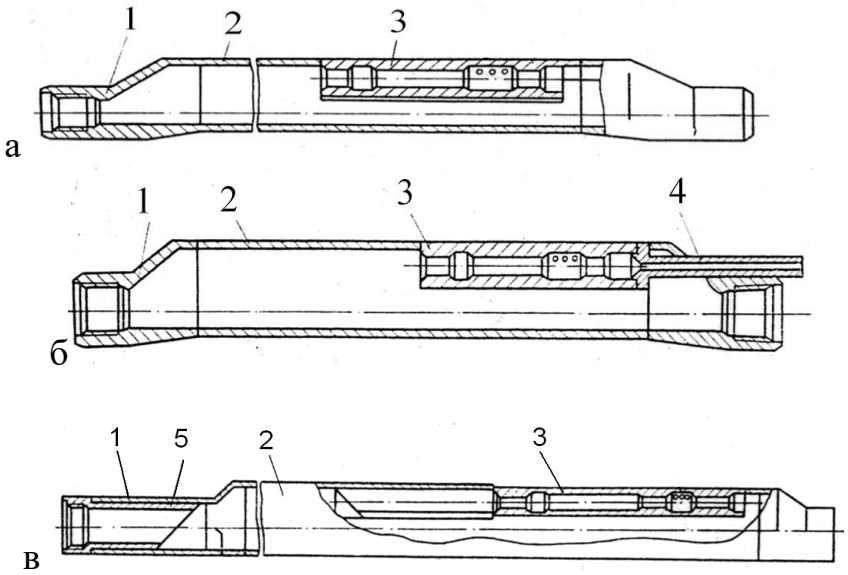
Свердловинні камери призначені для розміщення в них газліфтних, циркуляційних, інгібіторних клапанів, глухих або циркуляційних пробок.

Свердловинні камери виготовляються суцільно-штампованими, з овальних або круглих труб, з ексцентричним, центральним та зовнішнім розміщенням кишень для стаціонарних та нестаціонарних газліфтних клапанів, із газовідвідними пристроями та без них (рис. 4.7, 4.8). Широке застосування мають камери типу К, КГ – без газовідвідного пристрою та КН – з газовідвідним пристроєм.



1,7– патрубки; 2 – перехідник; 3 – місце посадки газліфтного клапана; 4 – газліфтний клапан, 5 – упор; 6 – контргайка

Рисунок 4.7 – Свердловинні камери (оправки)



а – К, б – КН, в – КТ;
1 – наконечник; 2 – оболонка; 3 – кишеня; 4 – газовідвідний патрубок

Рисунок 4.8 – Свердловинні камери

4.5.5 Телескопічні з’єднання

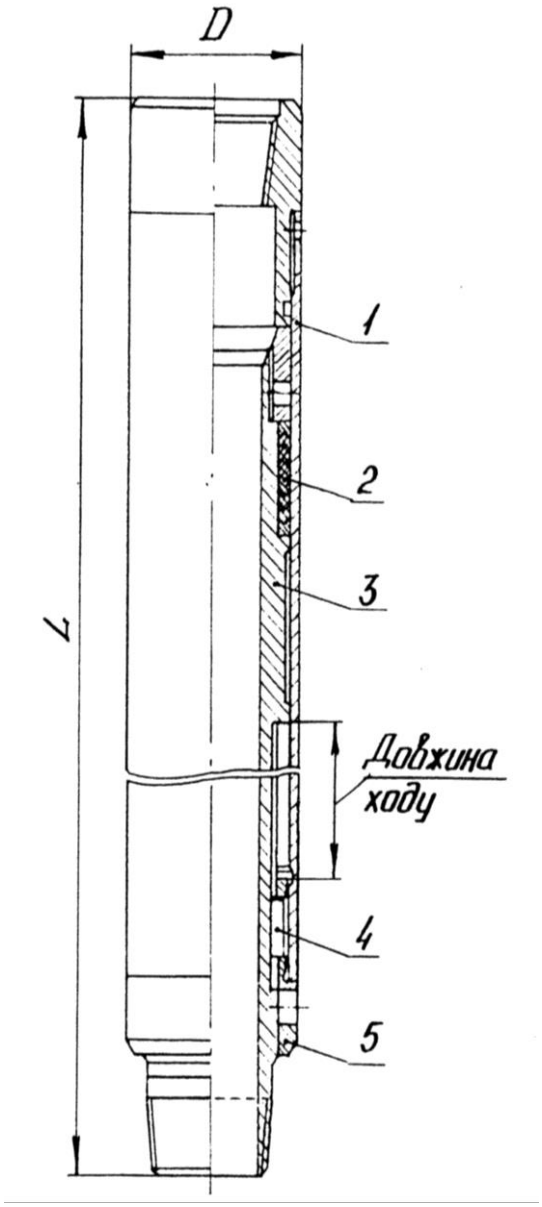
Дані пристрої призначені для компенсації температурних змін довжини колони НКТ та зняття натягу, який виникає після посадки пакера. На рисунку 4.9 зображено телескопічне з’єднання типу СТ, яке призначене компенсувати лише

видовження колони. У свердловину з'єднання опускають в розкритому положенні.

4.5.6 Роз'єднувач колони НКТ

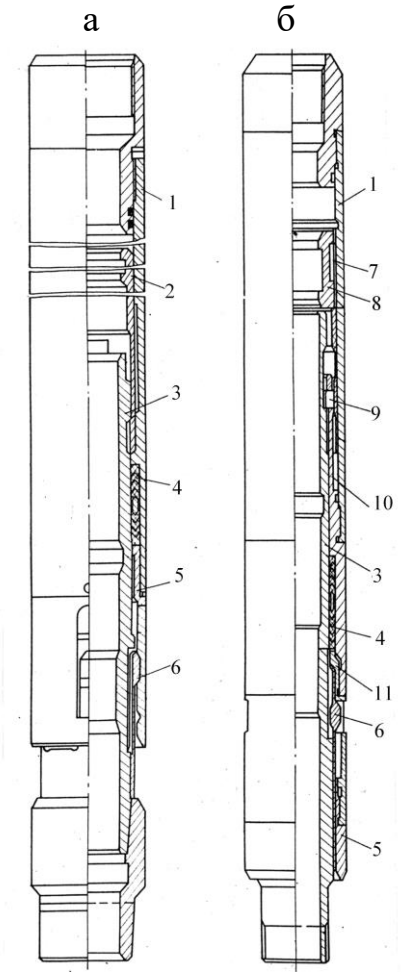
Роз'єднувач застосовується в комплекті свердловинного обладнання для роз'єднання колони НКТ в свердловині від пакера та їх з'єднання (рис. 4.9). Пристрій опускається у свердловину на колоні НКТ і встановлюється над пакером. При роз'єднанні колони верхня частина роз'єднувача разом із колоною НКТ, яка знаходиться над ним, піднімається на поверхню. Нижня частина разом із пакером і приєднаним до неї обладнанням залишається у свердловині.

Операції, як по роз'єднанню колони так і по її з'єднанню, виконуються із застосуванням інструментів канатної техніки.



1 – циліндр, 2 – ущільнення; 3 – шток; 4 – шпонка; 5 – гайка

Рисунок 4.9 – Телескопічне з'єднання



а – виконання 1; б – виконання 2;
1 – циліндр; 2 – цанга верхня; 3 – шток; 4 – ущільнення;
5 – центратор; 6 – цанга нижня; 7 – фіксатор; 8 – гільза; 9 – кулачки; 10 – упор;
11 – цанготримач

Рисунок 4.10 – Роз′єднувач колони НКТ

4.6 ПОРЯДОК ВИКОНАННЯ РОБОТИ

4.6.1 Після допуску до виконання лабораторної роботи отримати у викладача індивідуальне завдання.

4.6.2 Описати призначення та принцип роботи газліфтної установки, зарисувати компонувальну схему обладнання.

4.6.3 Детально розглянути виданий викладачем натурний взірець або ілюстрацію, на якій зображено газліфтне обладнання.

4.6.4 Описати призначення, принцип роботи та проаналізувати умови експлуатації отриманого натурного взірця.

4.6.5 Описати послідовність операцій по встановленню та демонтажу обладнання у свердловині.

4.6.6 Використовуючи рисунок 4.2 та натурний взірець газліфтного клапана пружинного типу, вивчити його конструкцію та принцип дії.

4.6.7 З допомогою пристрою наведеного на рисунку 4.11 провести тарування пружини конічного клапана. Для цього:

– шляхом ри піднімання штока 3 пересвідчитися в тому, що пружина конічного клапана знаходиться у ненавантаженому стані;

– за допомогою лінійки 2, прикріпленої до корпуса газліфтного клапана 1, визначити висоту пружини конічного клапана у ненавантаженому стані;

– шляхом провертання гайки 4 усунути зазори у механізмі навантажування та створити навантаження на пружину рівне 10 Н;

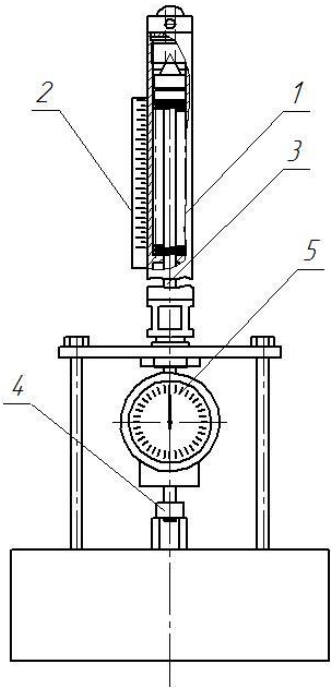
– з допомогою лінійки визначити висоту пружини при дії на неї вказаного вище навантаження;

– подальшим провертанням гайки 4 досягнути створення навантаження рівного 20 Н та визначити висоту пружини при вказаному навантаженні;

– шляхом повторення аналогічних операцій досягнути максимальної деформації пружини, фіксуючи при цьому значення навантаження та висоти пружини на кожному з етапів.

4.6.8 За результатами тарування побудувати залежність зусилля стиску пружини від її висоти в кординатах, зображених на рисунку 4.12.

4.6.9 Виміряти з допомогою штангенциркуля діаметр $d_{отв}$ центрального отвору сідла 12 (див. рис. 4.2) та визначити його площу. Для цього використати натурний взірець газліфтного клапана.



1 – клапан; 2 – лінійка; 3 – шток; 4 – гайка; 5 – динамометр

Рисунок 4.11 – Тарувальний пристрій

4.6.10 Для тисків відкриття клапана, отриманих згідно індивідуального завдання, визначити відповідні їм значення зусилля відкриття $F_{відкр}$. При цьому скористатися наступною залежністю:

$$F_{відкр} = p_{відкр} \cdot S_{отв} = p_{відкр} \cdot \frac{\pi \cdot d_{отв}^2}{4},$$

де $p_{відкр}$ – тиск відкриття клапана;

$S_{отв}$ – площа центрального отвору сідла, що перекривається конічним клапаном;

$d_{отв}$ – діаметр центрального отвору сідла.

4.6.11 На основі результатів, отриманих при таруванні пружини конічного клапана (рис. 4.12), встановити її висоту необхідну для створення визначеного зусилля $F_{відкр}$ і відповідне положення гайки механізму регулювання тиску спрацювання.

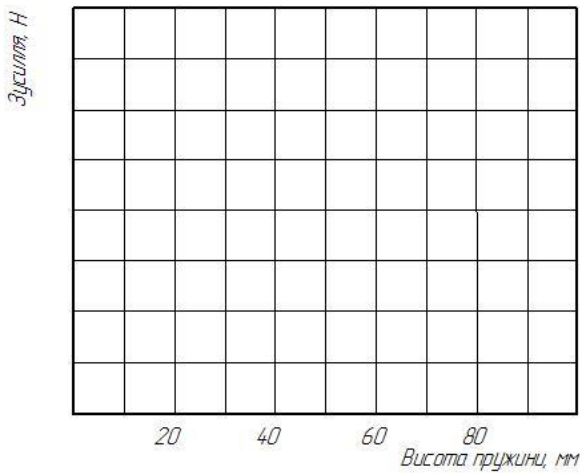


Рисунок 4.12 – Координатна сітка тарувального графіка

4.6.12 Оформити, дати викладачу на перевірку і захистити звіт з лабораторної роботи.

4.7 ВИМОГИ ДО ОФОРМЛЕНИЯ ЗВ1ТУ ПО РОБОТІ

В звіті з лабораторної роботи повинні міститися такі матеріали:

4.7.1 Короткий опис призначення і принципу роботи газліфтної установки.

4.7.2 Схему обладнання газліфтної установки.

4.7.3 Опис призначення вузла (деталі) досліджуваного об’єкта за п. 4.6.3.

4.7.4 Послідовність виконання операцій за п. 4.6.5.

4.7.5 Результати тарування газліфтного клапана пружинного типу.

4.7.6 Результати отримані за п. 4.6.11.

4.8 ПИТАНИЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ ПІДГОТОВКИ

4.8.1 Перелічіть технологічні ознаки, за якими використання газліфтних установок є найбільш раціональним.

4.8.2 Охарактеризуйте свердловинне обладнання, що входить в комплект газліфтних установок.

4.8.3 В яких випадках використовують газліфтні установки ЛН, ЛНТ, ЛНП?

4.8.4 Які основні відмінності конструкцій газліфтних клапанів різних типів?

4.8.5 Як здійснюється встановлення та заміна свердловинного обладнання газліфтних установок?

4.8.6 Яке обладнання, крім газліфтних клапанів, встановлюється в кишенях свердловинних камер?

4.8.7 Як здійснюється побудова тарувальних графіків для пружин стиску газліфтних клапанів?

4.9 РЕКОМЕНДОВАНІ ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ

4.9.1 Федорович Я. Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу : навч. посібн. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. 344 с.

4.9.2 Світлицький В,М., Кривуля С.В., Матвієнко А.М., Коцаба В.І. Машини та обладнання для видобування нафти і газу : Довідковий посібник. Харків, КП «Міська друкарня», 2014. 352 с.

2.3 Розроблення тестових завдань з вивчення конструкцій обладнання газліфтної установки для контролю знань студентів

1. Як залежить ефективність газліфтного способу експлуатації від місця введення газу у висхідний потік?

а) чим глибше вводять газ, ти менше використовується його енергія;

б) чим глибше вводять газ, ти повніше використовується його енергія;

в) чим вище вводять газ, ти повніше використовується його енергія;

г) ефективність використання енергії газу не залежить від глибину вводу.

2. Що не впливає на ефективність газліфтного способу експлуатації?

а) глибина введення газу;

б) діаметр насосно-компресорних труб;

в) структура підйомного потоку;

г) кількість пускових клапанів.

3. Що впливає на ефективність газліфтного способу експлуатації?

а) глибина введення газу;

б) діаметр насосно-компресорних труб;

в) структура підйомного потоку;

г) всі перелічені фактори.

4. Газліфтний спосіб видобутку нафти дозволяє експлуатувати свердловини:

а) з великою обводненістю;

б) при високих газових факторах;

в) при високому пластовому тиску;

г) при високому тиску насичення.

5. Газліфтний спосіб видобутку нафти дозволяє експлуатувати свердловини:

а) при високому пластовому тиску;

б) при наявності в продукції піску і парафінів;

в) при підвищеній температурі рідини;
г) при високій корозійній активності продукції.

6. Газліфтний спосіб видобутку нафти дозволяє експлуатувати свердловини:
а) похило-скеровані;
б) при наявності в продукції механічних домішок;
в) при високому пластовому тиску;
г) з одночасною експлуатацією декількох пластів однієї свердловини.

7. При якому нахилі стовбура свердловини газліфтний процес в деяких випадках здійснити неможливо?
а) до 75°;
б) до 90°;
в) до 25°;
г) до 45°.

8. Скільки свердловинних трубопроводів застосовуються при однорядному підйомнику?
а) один;
б) два;
в) три;
г) чотири.

9. Скільки свердловинних трубопроводів застосовуються при дворядному підйомнику?
а) один;
б) два;
в) три;
г) чотири.

10. Як розрізняють газліфтний спосіб експлуатації за напрямком нагнітання робочого агента?
а) кільцевий;
б) концентричний;
в) висхідний;
г) однорядний.

11. Як розрізняють газліфтний спосіб експлуатації за напрямком нагнітання робочого агента?
а) концентричний;
б) центральний;
в) висхідний;
г) однорядний.

12. Як розрізняють газліфтний спосіб експлуатації в залежності від способу подачі газу?

а) безперервний газліфт;
б) висхідний газліфт;
в) концентричний газліфт;
г) механічний газліфт.

13. Як розрізняють газліфтний спосіб експлуатації в залежності від способу подачі газу?

а) висхідний газліфт;
б) концентричний газліфт;
в) періодичний газліфт;
г) механічний газліфт.

14. При яких значеннях дебіту свердловин раціонально застосовувати періодичний газліфт?

а) від 2,5 до 5 м^3/добу;
б) від 10 до 2,5 м^3/добу;
в) від 40 до 60 м^3/добу;
г) правильна відповідь відсутня.

15. Діапазон використовуваних значень пускового тиску газу в середньому складає:

а) від 1,2 до 3,2 МПа;
б) від 3,2 до 6 МПа;
в) від 4 до 14іМПа;
г) більше 17 МПа.

16. За яких умов реалізується безкомпресорний газліфт?

а) за відсутності компресорів;
б) за наявності газової свердловини високого тиску;
в) за наявності розгалуженої мережі газопроводів;
г) за відсутності газосепараторів та теплообмінників.

17. Як розрізняють газліфтові підйомники залежно від числа рядів труб, концентрично розміщених у свердловині?

а) однорядні;
б) півторарядні;
в) дворядні;
г) всі відповіді правильні.

18. Якого типу комплектні газліфтні установки використовуються для безперервного газліфта?

а) типу Л;
б) типу ЛН;

в) типу ЛНТ;
г) всі перелічені.

19. Якого типу комплектні газліфтні установки використовуються для похило-скерованих свердловин при безперервному газліфті?
а) типу Л;
б) типу ЛН;
в) типу ЛНП;
г) всі перелічені.

20. Якого типу комплектні газліфтні установки використовуються для відбору рідини при періодичному газліфті?
а) типу Л;
б) типу ЛНТ;
в) типу ЛНП;
г) типу ЛН.

21. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 перше число після букв позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана, мм;
б) умовний діаметр колони НКТ, мм;
в) допустимий перепад тиску на свердловинне обладнання, МПа;
г) максимальний діаметр пакера, мм.

22. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 перше число після букв позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана, мм;
б) максимальний діаметр пакера, мм
в) допустимий перепад тиску на свердловинне обладнання, МПа;
г) немає правильної відповіді.

23. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 друге число після букв позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана, мм;
б) умовний діаметр колони НКТ, мм;
в) допустимий перепад тиску на свердловинне обладнання, МПа;
г) максимальний діаметр пакера, мм.

24. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 друге число після букв позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана, мм;
б) умовний діаметр колони НКТ, мм;
в) максимальний діаметр пакера, мм;
г) немає правильної відповіді.

25. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 третє число після букв позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана, мм;
б) умовний діаметр колони НКТ, мм;
в) допустимий перепад тиску на свердловинне обладнання, МПа;
г) максимальний діаметр пакера, мм.

26. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 третє число після букв позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана, мм;
б) умовний діаметр колони НКТ, мм;
в) допустимий перепад тиску на свердловинне обладнання, МПа;
г) немає правильної відповіді.

27. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 буква після числа 73 позначає:
а) безкомпресорний газліфт;
б) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана;
в) для безмуфтових НКТ;
г) умовний діаметр колони НКТ, мм.

28. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 буква після числа 73 позначає:
а) безкомпресорний газліфт;
б) для безмуфтових НКТ;
в) умовний діаметр колони НКТ, мм;
г) немає правильної відповіді.

29. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73А-35-112К2 буква А після числа 73 позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 38 мм;
б) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 32 мм;
в) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 25 мм;
г) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 20 мм.

30. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73Б-35-112К2 буква Б після числа 73 позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 38 мм;
б) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 32 мм;
в) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 25 мм;
г) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 20 мм.

31. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73В-35-112К2 буква В після числа 73 позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 38 мм;

б) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 32 мм;
в) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 25 мм;
г) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана 20 мм.

32. В шифруванні газліфтної установки ЛН-73А-35-112К2 число 112 позначає:
а) умовний зовнішній діаметр газліфтного клапана, мм;
б) тиск випробування свердловинного обладнання, МПа;
в) допустимий перепад тиску на свердловинне обладнання, МПа;
г) максимальний діаметр пакера, мм.

33. Якого типу компресори використовуються при компресорному газліфті?
а) 10ГКН;
б) 4ВМ10-120/9;
в) 305ВП-30/8;
г) К 905-61-1.

34. Якого типу компресори використовуються при компресорному газліфті?
а) МЦК 32ВЦ-100/9;
б) 10ГКМА;
в) 305ВП-30/8;
г) К 905-61-1.
35. Якого типу компресори використовуються при компресорному газліфті?
а) МЦК 32ВЦ-100/9;
б) 10ГКМ;
в) К 4950-1;
г) К 905-61-1.

35. Якого типу компресори використовуються при компресорному газліфті?
а) МЦК 32ВЦ-100/9;
б) К 4950-1;
в) 8ГК;
г) К 905-61-1.

36. Якого типу компресори не використовуються при компресорному газліфті?
а) МЦК 32ВЦ-100/9;
б) 10ГКМ;
в) 8ГК;
г) 10ГКН.

37. Якого типу компресори не використовуються при компресорному газліфті?
а) 10ГКМА;
б) 10ГКМ;

в) 8ГК;
г) К 905-61-1.

38. Якого типу компресори не використовуються при компресорному газліфті?
а) 10ГКМА;
б) 10ГКМ;
в) 8ГК;
г) 10ГКМ-905-61-1.

39. Яке обладнання не входить до складу газліфтної установки?
а) фонтанна арматура;
б) пусковий газліфтний клапан;
в) телескопічне з'єднання;
г) всі відповіді вірні.

40. Яке обладнання входить до складу газліфтної установки?
а) фонтанна арматура;
б) робочий газліфтний клапан;
в) інгібіторний клапан;
г) всі відповіді вірні.

41. Яке обладнання не входить до складу газліфтної установки?
а) приймальний клапан;
б) робочий газліфтний клапан;
в) пакер;
г) колона НКТ.

42. Свердловинні камери призначені для:
а) посадки газліфтних клапанів;
б) посадки інгібіторних клапанів;
в) посадки глухих або циркуляційних пробок;
г) всі відповіді вірні.

43. Яке обладнання входить до складу газліфтної установки?
а) фонтанна арматура;
б) пробка;
в) свердловинна камера;
г) всі відповіді вірні.

44. Виділіть переваги газліфтного способу видобутку.
а) конструкція використовуваного обладнання;
б) капітальні витрати;
в) коефіцієнт корисної дії;
г) всі відповіді вірні.

45. Вкажіть дебіти свердловин при періодичному газліфтеі (т/добу).
а) 1–10;
б) 20–50;
в) 50–100;
г) 100-200.

46. Яке умовне позначення свердловинної камери без газовідвідного пристрою?
а) К;
б) КН;
в) КТ;
г) КІНГ.

47. Яке умовне позначення свердловинної камери з газовідвідним пристроєм?
а) К;
б) КН;
в) КТ;
г) КІНГ.

48. Яке умовне позначення свердловинної камери без газовідводу з напрямом для відхилювача ОК?
а) К;
б) КН;
в) КТ;
г) КІНГ.

49. Яке умовне позначення свердловинної камери?
а) К;
б) КТГ;
в) КНГ;
г) всі відповіді вірні.

50. Під дією чого спрацьовують газліфтні клапана?
а) під дією тиску газу, що нагнітається в затрубний простір;
б) під дією тиску газорідинної суміші в колоні НКТ;
в) від дії перепаду тисків в затрубному просторі і колоні НКТ;
г) всі відповіді вірні.

51. Під дією чого спрацьовують пускові газліфтні клапана Г-20, Г-25, 1Г-25, Г-33?
а) під дією тиску газу, що нагнітається в затрубний простір;
б) під дією тиску газорідинної суміші в колоні НКТ;
в) від дії перепаду тисків в затрубному просторі і колоні НКТ;
г) всі відповіді вірні.

52. Під дією чого спрацьовують робочі газліфтні клапана Г-20Р, Г-25Р, 1Г-25Р, Г-38Р?

а) під дією тиску газу, що нагнітається в затрубний простір;

б) під дією регульованого тиску газорідинної суміші в колоні НКТ;

в) від дії перепаду тисків в затрубному просторі і колоні НКТ;

г) всі відповіді вірні.

53. Клапана якого типу в більшості випадків виконують функції пускових клапанів?

а) сильфонні;

б) комбіновані;

в) пружинні;

г) незрівноважені.

54. Клапана якого типу в більшості випадків виконують функції робочих клапанів?

а) сильфонні;

б) комбіновані;

в) пружинні;

г) незрівноважені.

55. Що є основним елементом газліфтного клапана пружинного типу?

а) сильфон;

б) золотник;

в) конічний клапан;

г) зворотний клапан.

55. Що є основним елементом робочого газліфтного клапана?

а) сильфон;

б) золотник;

в) конічний клапан;

г) зворотний клапан.

56. Що означає перше число після букви К в позначення свердловинної камери К-60А-210?

а) умовний діаметр свердловинної камери, мм;

б) діаметр колони НКТ, мм;

в) умовний діаметр посадкового отвору, мм;

г) діаметр прохідного отвору, мм.

57. Що означає перше число після букви К в позначенні свердловинної камери К-60А-210?

а) умовний діаметр свердловинної камери, мм;

б) робочий тиск, МПа;

в) умовний діаметр посадкового отвору, мм;
г) правильна відповідь відсутня.

58. Що означає друге число після букви А в позначенні свердловинної камери К-60А-210?
а) умовний діаметр свердловинної камери, мм;
б) робочий тиск, МПа;
в) умовний діаметр посадкового отвору, мм;
г) правильна відповідь відсутня.

59. Що означає число після букви А в позначенні свердловинної камери К-60А-210?
а) умовний діаметр свердловинної камери, мм;
б) робочий тиск, МПа;
в) робочий тиск, атм.;
г) максимальний діаметр пакера, мм.

60. В шифруванні свердловинної камери К-60Б-210 буква після числа 60 позначає:
а) безкомпресорний газліфт;
б) діаметр посадочного отвору;
в) для безмуфтових НКТ;
г) умовний діаметр колони НКТ, мм.

61. В шифруванні свердловинної камери К-60Б-210 буква після числа 60 позначає:
а) безкомпресорний газліфт;
б) для безмуфтових НКТ;
в) умовний діаметр колони НКТ, мм;
г) немає правильної відповіді.

62. В шифруванні свердловинної камери К-60А-210 буква А після числа 60 позначає:
а) діаметр посадочного отвору 38,5 мм;
б) діаметр посадочного отвору 32 мм;
в) діаметр посадочного отвору 25 мм;
г) діаметр посадочного отвору 20 мм.

63. В шифруванні свердловинної камери К-60Б-210 буква Б після числа 60 позначає:
а) діаметр посадочного отвору 38,5 мм;
б) діаметр посадочного отвору 32 мм;
в) діаметр посадочного отвору 25 мм;
г) діаметр посадочного отвору 20 мм.

64. В шифруванні свердловинної камери К-60В-210 буква В після числа 60 позначає:

а) діаметр посадочного отвору 38,5 мм;

б) діаметр посадочного отвору 32 мм;

в) діаметр посадочного отвору 25 мм;

г) діаметр посадочного отвору 20 мм.

65. Якого типу свердловинна камера застосовується для установок періодичного газліфта ЛП і має газовідвідний патрубок, що сполучається з газовідвідним пристроєм?

а) К;

б) КН;

в) КТ;

г) КГ.

66. Якого типу свердловинна камера застосовується для установок періодичного газліфта ЛП і має газовідвідний патрубок, що сполучається з газовідвідним пристроєм?

а) К;

б) КГ;

в) КТ;

г) правильна відповідь відсутня.

67. Якого типу свердловинна камера відрізняється наявністю у верхньому наконечнику направляючого облямовування, що дозволяє для посадки клапанів використовувати консольний відхилювач типу ОК, що забезпечує надійність робіт в похилих свердловинах?

а) К;

б) КН;

в) КТ;

г) КГ.

68. Якого типу свердловинна камера відрізняється наявністю у верхньому наконечнику направляючого облямовування, що дозволяє для посадки клапанів використовувати консольний відхилювач типу ОК, що забезпечує надійність робіт в похилих свердловинах?

а) К;

б) КГ;

в) КН;

г) правильна відповідь відсутня.

69. В газліфтних клапанах сильфонного типу робочий хід сильфона становить:

а) 1-2 мм;

б) 4-6 мм;

в) 8-10 мм;
г) 12-14 мм.

70. В газліфтних клапанах сильфонного типу діапазон тисків зарядки сильфону становить:
а) 0,4-0,8 МПа;
б) 1,0-1,6 МПа;
в) 2,0-7,0 МПа;
г) 8-10 МПа.

71. Діаметр прохідного отвору газліфтного клапана Г-20 становить:
а) 3,5 мм;
б) 5,0 мм;
в) 6,5 мм;
г) 8,0 мм.

72. Діаметри прохідного отвору газліфтного клапана Г-20Р становлять:
а) 3,5 або 4,0 мм;
б) 5,0 або 6,5 мм;
в) 8,0 або 9,5 мм;
г) 9,5 або 12,5 мм.

73. Діаметри прохідного отвору газліфтного клапана 1Г-25Р становлять:
а) 3,5 або 4,0 мм;
б) 5,0 або 6,5 мм;
в) 8,0 або 9,5 мм;
г) 9,5 або 12,5 мм.

74. Діаметри прохідного отвору газліфтного клапана Г-38 становлять:
а) 3,5 або 4,0 мм;
б) 5,0;6,5; 8,0; 9,5 або 12,5 мм;
в) 8,0 або 9,5 мм;
г) 9,5 або 12,5 мм.

75. Діаметри прохідного отвору газліфтного клапана Г-38Р становлять:
а) 3,5 або 4,0 мм;
б) 5,0;6,5 або 8,0мм;
в) 8,0 або 9,5 мм;
г) 9,5 або 12,5 мм.

76. Сильфонна камера газліфтного клапана заряджається через золотник:
а) воднем;
б) гелієм;
в) азотом;
г) вуглекислим газом.

77. За допомогою якого елемента фіксуються в свердловинних камерах газліфтні клапана Г-38 і Г-38Р?
а) за допомогою кулачкового фіксатора ФК-38, що нагвинчується на клапан;
б) за допомогою цанги;
в) за допомогою різьбового з'єднання;
г) за допомогою клинового з'єднання.

78. За допомогою якого елемента фіксуються в свердловинних камерах газліфтні клапана 2Г, 5Г, 3Г?
а) за допомогою кулачкового фіксатора ФК-38, що нагвинчується на клапан;
б) за допомогою цанги;
в) за допомогою різьбового з'єднання;
г) за допомогою клинового з'єднання.

79. Газліфтні клапана сильфонного типу випускаються під шифром:
а) У1М;
б) КПА-2;
в) КПГ;
г) Г.

80. Газліфтні клапана пружинного типу випускаються під шифром:
а) КПГ;
б) 1Г;
в) 2Г;
г) Г.

81. Газліфтні клапана пружинного типу випускаються під шифром:
а) Г;
б) 1Г;
в) 2Г;
г) У1М.

82. Газліфтні клапана пружинного типу випускаються під шифром:
а) Г;
б) 1Г;
в) 2Г;
г) КПА-2.

83. Яке свердловинне обладнання призначене для з'єднання затрубного простору з підйомними трубами в процесі освоєння та проведення ремонтно-профілактичних робіт?
а) циркуляційний клапан КЦМ;
б) циркуляційний клапан КЦГ;
в) перепускний клапан КПГ;

г) інгібіторний клапан КІНГ.

84. Яке свердловинне обладнання призначене для з'єднання затрубного простору з підйомними трубами в процесі глушіння свердловини?

а) циркуляційний клапан КЦМ;

б) циркуляційний клапан КЦГ;

в) перепускний клапан КПГ;

г) інгібіторний клапан КІНГ.

85. Яке свердловинне обладнання призначене для компенсації температурних змін довжини колони НКТ та зняття натягу, який виникає після посадки пакера?

а) циркуляційний клапан;

б) роз’єднувач колони НКТ;

в) перепускний клапан;

г) телескопічне з’єднання.

86. Яке свердловинне обладнання застосовуються для подачі інгібіторів функціонального призначення із затрубного простору в колону НКТ в процесі експлуатації свердловини?

а) циркуляційний клапан КЦМ;

б) циркуляційний клапан КЦГ;

в) перепускний клапан КПГ;

г) інгібіторний клапан КІНГ.

87. Який пристрій застосовується в комплекті свердловинного обладнання для роз'єднання колони НКТ в свердловині від пакера та їх з'єднання?

а) циркуляційний клапан;

б) роз’єднувач колони НКТ;

в) перепускний клапан;

г) телескопічне з’єднання.

88. Яке свердловинне обладнання опускається у свердловину на колоні НКТ і встановлюється над пакером?

а) циркуляційний клапан;

б) роз’єднувач колони НКТ;

в) перепускний клапан;

г) телескопічне з’єднання.

89. Яким способом проводиться тарування пружини конічного клапана?

а) шляхом побудови графічної залежності зусилля стиску пружини від її висоти, після випробувань на спеціальному пристрої;

б) шляхом побудови графічної залежності висоти стиску пружини від зусилля, що діє на неї, після випробувань на спеціальному пристрої;

в) шляхом побудови графічної залежності зусилля стиску пружини від її діаметра, після випробувань на спеціальному пристрої;

г) шляхом побудови графічної залежності напруження стиску пружини від її висоти, отриманої після випробувань на спеціальному пристрої.

90. Як називається спосіб підвищення продуктивності експлуатаційної свердловини, оснований на закачуванні в нафтову свердловину газу?

а) ерліфт;

б) газліфт;

в) свабування;

г) азотування.

РОЗДІЛ 3

3.1 Питання охорони праці при виконанні лабораторної роботи

Навчальна лабораторія - місце, де проводяться навчання, дослідження та експерименти, що вимагають суворого дотримання правил безпеки. Неправильне використання обладнання та недотримання запобіжних заходів може призвести до серйозних наслідків, включно з травмами і навіть летальними наслідками.

Обладнання, монтаж, демонтаж, заміна, обслуговування, ремонт і заходи з техніки безпеки обладнання для газліфтного способу експлуатації повинні відповідати вимогам "Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості" [26].

Організація і порядок навчання, проведення інструктажів, перевірки знань і допуску персоналу до лабораторної роботи повинні відповідати вимогам ДНАОП 0.00-4.12-99, НАПБ Б.02.005-94, НАПБ Б.06.001-94. Забороняється допуск до роботи осіб, які не пройшли навчання, інструктаж і перевірку знань з охорони праці і пожежної безпеки в установленому порядку [24].

Територія площадки лабораторної установки повинна відповідати вимогам відповідних стандартів, СНіП, ДБН, правил пожежної безпеки та інших нормативних документів.

Планування території повинне забезпечувати найбільш сприятливі умови для навчального процесу та праці, здійснюватись відповідно до вимог чинних будівельних норм та правил [25].

Обладнання на об'єкті повинно розташовуватися так, щоб була можливість зручного і безпечного його обслуговування і ремонту.

Штучне освітлення виконується відповідно до вимог ПУЭ, ДНАОП 0.00-1.32-01 та будівельних норм і правил, встановлених СН 245-71, ОНТП 51-1-85 і СНіП II-4-79 [24].

Роботи, пов'язані з ймовірністю падіння працюючого з висоти, повинні проводитись із застосуванням страхувального пояса. Роботами на висоті вважаються роботи, що виконуються на висоті 1,3 м і більше від поверхні ґрунту,

перекриттів або робочого настилу. Висота захисних та страхувальних огороджень повинна бути не менше 1,1 м, висота бортового елементу захисних огороджень повинна бути не менше 0,1 м [24].

Обладнання, інструмент і контрольно-вимірювальні прилади повинні відповідати вимогам ГОСТ 12.2.003-91, ГОСТ 12.2.041-79. Експлуатація обладнання, інструменту, повинна здійснюватись відповідно до ДНАОП 1.1.10-1.04-01 та технічної документації або інструкцій їх виготовлювачів [24].

Лаборторна установка, її окремі елементи, обладнання повинні бути оснащені необхідними засобами регулювання і блокування, що забезпечують їх безпечну експлуатацію.

Елементи обладнання, що можуть служити джерелом небезпеки для працюючих, а також поверхні огороджувальних і захисних пристроїв повинні бути пофарбовані в сигнальні кольори відповідно до ГОСТ 12.4.026-76 [24].

Для забезпечення безпеки людей металеві частини електроустановок, корпуси електрообладнання та привідне обладнання повинні бути заземлені, зануленні відповідно до вимог ПУЭ, ДНАОП 0.00-1.32-01 та ДНАОП 1.1.10-1.07-01 [24-26].

При встановленні обладнання необхідно передбачати [24]:

- основні проходи в місцях повторного перебування працюючих, а також по фронту обслуговування щитів управління (за наявності таких) завширшки не менше ніж 2 м;

- основні проходи по фронту обслуговування машин і апаратів, що мають «гребінки» управління, місцеві контрольно-вимірювальні прилади тощо за наявності постійних робочих місць, завширшки не менше ніж 2м;

- проходи між обладнанням і стінками приміщень, за необхідності кругового обслуговування, шириною не менше ніж 1,5 м;

- проходи для огляду і періодичної перевірки та регулювання апаратів, шириною не менше ніж 1,5 м;

- проходи біля віконних прорізів, доступних з рівня підлоги або майданчика, шириною не менше 1 м.

Ремонтні майданчики повинні бути достатніми для розбирання і чищення апаратів та їх частин, без захаращення робочих проходів, основних і запасних виходів і майданчиків сходів. Проходи в цехах повинні бути прямолінійними і вільними від устаткування.

Машини та обладнання, які потребують спостереження за температурою, тиском та іншими параметрами і розташовані на значній відстані від робочого місця, повинні бути забезпечені дистанційними приладами, винесеними на щит, і контрольними приладами на місці встановлення.

Розміщення манометрів, термометрів, водомірних стекол і покажчиків рівня та інших контрольно-вимірювальних приладів повинно забезпечувати зручне спостереження за їхніми показаннями.

Постійні робочі місця повинні бути обладнані зручними столами для запису, стільцем і шафою для робочого та аварійного інструменту.

На робочому місці повинен знаходитися комплект виробничих інструкцій та інструкцій з техніки безпеки.

Робота має бути попередньо спланована студентом і схвалена викладачем.

На лабораторному стенді під час роботи не повинно бути сторонніх предметів.

Перед проведенням лабораторних робіт викладач і студент перевіряють наявність заземлення вимірювальних приладів і установок. Студенти можуть увімкнути живлення і приступати до виконання робіт тільки з дозволу викладача після перевірки електричної схеми.

Перед початком робіт перевірити інструмент, який повинен завжди перебувати в справному стані. Суворо забороняється приймати в лабораторії їжу. До і після виконання роботи необхідно вимити руки. Працювати потрібно акуратно, результат роботи залежить від чистоти проведення експерименту.

Потенційною небезпекою є нерівномірно затягнуті шпильки у фланцевих з’єднаннях, несправність манометрів, вихід з ладу сальникових ущільнень засувок, а також небезпека падіння робочих з висоти під час обслуговування, внаслідок несправності площадок [25].

ВИСНОВКИ

За час застосування газліфтного способу експлуатації було накопичено великий досвід експлуатації газліфтного комплексу.

Останні удосконалення газліфтного обладнання та методик газліфтної експлуатації спрямовані на забезпечення можливості ефективного використання газліфтного способу видобутку нафти у більш складних умовах. Необхідно застосовувати інженерно обґрунтовані заходи для більш широкого застосування цього способу експлуатації свердловин.

При газліфтній експлуатації існує кілька стандартних проблем. Кожна з них може спричинити значне зниження ефективності газліфтної експлуатації. Але більшість цих проблем можуть бути усунуті використанням відповідних методик моніторингу, автоматизації та оптимізації газліфтної експлуатації.

Розглянуто методику розрахунку газліфтної установки. Розрахунок режиму роботи газліфта включає розрахунки пускового режиму та режиму встановленої роботи.

В роботі розглянуто призначення, будова та принцип дії свердловинного обладнання при газліфтній експлуатації свердловин, до якого належать: колона НКТ, свердловинні камери, газліфтні клапана, циркуляційні та інгібіторні клапана, телескопічні з’єднання, роз’днувачі колони НКТ, пакера, ніпелі, воронки та інше обладнання.

Розроблення лабораторного стенда, лабораторного заняття та навчальних матеріалів для вивчення конструкцій та принципу дії обладнання для газліфтної експлуатації свердловин дозволить студентам краще засвоювати теоретичні положення, використовувати їх на практиці та бути підготовленим для майбутньої виробничої діяльності.

Розроблені заходи з охорони праці при виконанні лабораторної установки, що включають аналіз потенційних небезпек і шкідливих факторів виробничого середовища, а також заходи по забезпеченню нормальних умов праці сприяють проведенню лабораторного заняття.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Яремійчук Р.С., Качмар Ю.Д. Освоєння свердловин. Практикум. Львів.: Світ, 1997.

2. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Освоєння та дослідження свердловин. Львів, 1994.

3. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ. Харків, 2019. 149 с.

4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник. Київ: Реал-принт, 2004. 695 с.

5. Орлов О.О. та ін. Геологічні основи розробки нафтових і газових родовищ: підручник. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 293 с.

6. Довідник з нафтогазової справи: за заг. ред. В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. Київ: Львів, 1996. 620 с.

7. Нагорний В.П., Денисюк І.І. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів. – Київ: НАН України, Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна, 2013. 268 с.

8. MGM Northstar [Електронний ресурс] URL: http://mgmnorthstar.com/items/23785/solid-scale-inhibitor-td.pdf.

9. WinGLUE® Gas Lift Software [Електронныий ресурс]. – URL: http://winglue.com/wgWhat.aspx.

10. API RP 11V9 Dual Gas Lift API Recommended Practice − Recommended practices for design and operation of dual gas lift systems. − Chair: Cleon Dunham, OAC Status − Under development Future plans − Hope to publish in 2006.

11. API RP 11V10 Intermittent Gas Lift API Recommended Practice − Recommended practices for design and operation of intermittent gas lift systems − Chair: Ali Hernandez, PDVSA Status − Under development Future plans − Hope to publish in 2005.

12. API RP 11V5 Recommended Practices for Operation, Maintenance, Surveillance, and Troubleshooting of Gas-lift Installations. API. 2008.

13. Фик М. І. Основи розробки і експлуатації нафтових і газових родовищ: навчальний посібник для студентів. – Харків: Ексклюзив, 2015. 252 с.

14. Д'ячук В. В. Основи розробки та облаштування родовищ природних газів: навчальний посібник. Харків: Б.в., 2005. 321 с.

15. Редько О. Ф., Д'ячук В. В. Бікман Є. С., Кисельова С. О. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб. Харків: БУРУН і К, 2009. 304 с.

16. Проектування розробки та облаштування газових (газоконденсатних) родовищ: навч. посіб./ред. проф. О.Ф. Редько. Харків: БУРУНиК, 2009. 304 с.

17. Фик І. М., Римчук Д. В. Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації: підручник. Ч. 1. Колонні обв'язки. Харків: Ексклюзив, 2014. 299 с.

18. Купер І.М. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Практикум. Івано–Франківськ: ІФНТУНГ, 2024. 36 с.

19. Михайлів І. Р. Підготовка родовищ нафти і газу до розробки: конспект лекцій. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2025. 122 с.

20. Федорович Я.Т. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу: навчальний посібник. Івано-Франківськ, 2015. 344 с.

21. Федорович Я. Т., Джус А. П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Практикум. Івано-Франківськ. ІФНТУНГ, 2025. 83 с.

22. Грицанчук А.В., Смоловик Л.Р. Математичне моделювання процесів нафтогазовидобування: лабораторний практикум. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2022. 75с.

23. Федорович Я. Т., Джус А. П. Машини та обладнання для видобутку нафти і газу. Лабораторний практикум. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2025. 110 с.

24. Правила розробки родовищ нафти та газу. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2010.

25. Кривенко Г. М., Стеліга І.І., Лялюк-Вітер Г.Д., Шиманський В.Я. Охорона праці в галузі: Практикум. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. 170 с.

26. ДНАОП 1.1.21-1.20-03 Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України. Затверджені наказом Держнаглядохоронпраці України від 19.12.2003 № 258.

27. ДСТУ 41-00032626-00-016-2000 Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ.

28. Редькін В.Б. Залежність ефективності технологій інтенсифікації видобування нафти та підвищення нафтовіддачі пластів від гірничо-геологічних характеристик колектора. *Нафтогазова галузь України*. Київ: ТОВ «Паперовий змій – ОПТ», №3, 2018, С. 32 – 35.