

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО  
ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА  
до кваліфікаційної роботи бакалавра  
на тему: «Проектування режимних параметрів роботи свердловини  
Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища»

Виконав: студент групи НІТ 2022-1

Дмитро РОМАНЧЕНКО

Керівник: доц. Віталій ОРЛОВСЬКИЙ

Рецензент: ст. викл. Ілля ХУДЯКОВ

Харків – 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут Навчально-науковий інститут Енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій


Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

Спеціалізація Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри нафтогазової інженерії і технологій

 Роман ТКАЧЕНКО  
«17» червня 2026 р.

Завдання

на дипломну роботу бакалавра

студента Романченко Дмитра Федоровича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Проектування режимних параметрів роботи свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища»

затверджена наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03

2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: геологічна інформація по Зачепилівському нафтогазоконденсатному родовищу

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): геологічна частина (загальні відомості про родовище, орогідрографія, стратиграфія, тектоніка, нафтогазоводоносність, колекторські властивості пластів, фізико-хімічні властивості пластових флюїдів (нафта, газ, вода), технологічна частина (вибір конструкції вибою свердловини, вибір і характеристика свердловинного обладнання, розрахунок технологічних параметрів, гідравліко-технологічні розрахунки, механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки), охорона надр і навколишнього середовища, охорона праці.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

5.1 Оглядова карта району робіт (Зачепилівського НГКР) – 1 арк.;

5.2 Структурна карта продуктивного горизонту (продуктивних горизонтів) – 1 арк.;

5.3 Геологічний розріз Зачепилівського НГКР (по свердловині) – 1 арк.;

5.4 Схема конструкції вибою свердловини – 1 арк.;

5.5 Схема обладнання гирла свердловини – 1 арк.;

5.6 Схема штангової свердловинної насосної установки – 1 арк.

5.7 Схема свердловинного штангового насоса – 1 арк.



## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 69 стор., 10 рис., 5 табл., 32 джерел.

Метою роботи є проектування режимних параметрів роботи свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища та обґрунтування вибору обладнання для ефективної експлуатації нафтового покладу горизонту С-6.

У геологічній частині наведено характеристику Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища, розглянуто його орогідрографічні умови, стратиграфічну та тектонічну будову, нафтогазоносність, колекторські властивості продуктивного горизонту С-6, а також фізико-хімічні властивості пластової нафти і води.

У технологічній частині виконано вибір конструкції вибою свердловини, здійснено вибір та характеристику свердловинного обладнання, проведено розрахунок режимних параметрів роботи свердловини та механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки. Також розглянуто заходи щодо запобігання утворенню асфальтосмолопарафінових відкладів під час експлуатації свердловини.

У розділі охорони надр і навколишнього середовища розглянуто комплекс заходів щодо запобігання негативному впливу на атмосферне повітря, водні та земельні ресурси, а також поводження з виробничими відходами.

У розділі охорони праці проаналізовано умови праці на виробничому об'єкті, виконано розрахунки рівня шуму та штучного освітлення робочого майданчика, розроблено заходи щодо підвищення безпеки праці та забезпечення пожежної безпеки.

**СВЕРДЛОВИНА, НАФТА, ЗАЧЕПИЛІВСЬКЕ РОДОВИЩЕ,  
ПРОДУКТИВНИЙ ГОРИЗОНТ С-6, ШТАНГОВА НАСОСНА УСТАНОВКА,  
РЕЖИМНІ ПАРАМЕТРИ, ВИДОБУТОК НАФТИ.**

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>7</b>
<b>1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА.....</b>	<b>8</b>
1.1 <i>Загальні відомості про родовище.....</i>	<i>8</i>
1.2 <i>Орогідрографія.....</i>	<i>10</i>
1.3 <i>Стратиграфія.....</i>	<i>11</i>
1.4 <i>Тектоніка.....</i>	<i>12</i>
1.5 <i>Нафтогазоводоносність.....</i>	<i>12</i>
1.6 <i>Колекторські властивості пласта.....</i>	<i>14</i>
1.7 <i>Фізико-хімічні властивості нафти і води.....</i>	<i>15</i>
<b>2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>20</b>
2.1 <i>Вибір конструкції вибою свердловини.....</i>	<i>20</i>
2.2 <i>Вибір і характеристика свердловинного обладнання.....</i>	<i>22</i>
2.3 <i>Проектування режимних параметрів роботи свердловини.....</i>	<i>31</i>
<b>3 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....</b>	<b>46</b>
3.1 <i>Загальні положення.....</i>	<i>46</i>
3.2 <i>Заходи з охорони надр.....</i>	<i>46</i>
3.3 <i>Охорона атмосферного повітря.....</i>	<i>47</i>
3.4 <i>Охорона водних ресурсів.....</i>	<i>48</i>
3.5 <i>Охорона земельних ресурсів.....</i>	<i>48</i>
3.6 <i>Поводження з виробничими відходами.....</i>	<i>49</i>
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ.....</b>	<b>50</b>
4.1 <i>Завдання з охорони праці.....</i>	<i>50</i>
4.2 <i>Аналіз умов праці на об'єкті.....</i>	<i>51</i>
4.3 <i>Розрахунок рівня шуму на робочому місці.....</i>	<i>51</i>
4.4 <i>Розрахунок штучного освітлення робочого майданчика.....</i>	<i>52</i>
4.5 <i>Організація безпечних та нешкідливих умов праці</i> <i>на робочому місці.....</i>	<i>53</i>

<i>4.6 Заходи щодо поліпшення умов праці і підвищення безпеки працюючих на об'єкті .....</i>	<i>54</i>
<i>4.7 Пожежна безпека.....</i>	<i>54</i>
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....</b>	<b>56</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>58</b>
<b>ДОДАТОК А ГРАФІЧНА ЧАСТИНА .....</b>	<b>61</b>

## ВСТУП

Нафтова промисловість є однією з основних галузей паливно-енергетичного комплексу України [1]. Ефективність видобування нафти значною мірою залежить від технічного оснащення свердловин та правильного вибору обладнання. Сучасні нафтові свердловини являють собою складні інженерні споруди, які потребують використання спеціального технологічного обладнання як на поверхні, так і в підземній частині [2].

На сучасному етапі значна частина нафтових родовищ України перебуває на пізніх стадіях розробки, що супроводжується зниженням пластового тиску, зростанням обводненості продукції та погіршенням умов експлуатації свердловин. У зв'язку з цим особливої актуальності набувають питання проектування режимних параметрів роботи свердловин, які забезпечують стабільний видобуток вуглеводнів при мінімальних експлуатаційних витратах та максимальному використанні потенціалу продуктивних пластів.

Об'єктом дослідження є свердловина Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища, що експлуатує продуктивний горизонт С-6.

Предметом дослідження є режимні параметри роботи свердловини та технічні рішення щодо забезпечення її ефективної експлуатації із застосуванням штангової насосної установки.

Метою роботи є проектування режимних параметрів роботи свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища та обґрунтування вибору обладнання для забезпечення ефективного механізованого видобутку нафти.

Для досягнення поставленої мети були вирішені такі завдання:

- виконано аналіз геологічної будови та нафтогазоносності родовища;
- досліджено колекторські властивості продуктивного горизонту С-6 і фізико-хімічні властивості пластових флюїдів;
- обґрунтовано вибір конструкції вибою свердловини;
- виконано вибір та характеристику свердловинного обладнання;
- проведено розрахунок режимних параметрів роботи свердловини і штангової насосної установки;
- розглянуто питання охорони надр, навколишнього середовища та охорони праці під час експлуатації свердловини.

## 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 1.1 Загальні відомості про родовище

Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища розташоване в Полтавському районі Полтавській області на відстані 5 км від селища Нові Санжари. Також поруч розташовані села Зачепилівка (безпосередньо на території якого та поруч розташовані промислові площі родовища), Ключівка, Руденківка, Дубина, Пудлівка, Лелюхівка, Судівка [3]. Оглядова карта району наведена на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 – Оглядова карта району Зачепилівського НГКР [3]

У 1946 році геологічна зйомка виявила підняття в неогенових відкладах, а вже у 1951 році його існування було підтверджене структурно-пошуковим бурінням також у відкладах юрського віку. У 1952 році за результатами сейморозвідувальних робіт об'єкт підготували для оцінки перспектив промислової нафтогазоносності кам'яновугільних порід. Глибоке пошукове буріння на цій території розпочалося в 1955 році. Перший промисловий приплив газу було отримано у 1956 році зі свердловини № 6 під час випробування продуктивного горизонту В-15 на глибині 1220–1225 м. Того ж року родовище було внесене до Державного балансу [3].

Дослідно-промислове освоєння родовища розпочалося у 1957 році з видобутку нафти з горизонту С-9. Розробка цього покладу здійснювалася за допомогою восьми експлуатаційних свердловин спочатку у водонапірному режимі, а надалі - у режимі розчиненого газу. У 1969 році в експлуатацію було введено ще один нафтовий об'єкт - горизонт С-6, з якого також розпочали промисловий видобуток. Його розробка проводилася окремою мережею, що налічувала 12 видобувних свердловин, які працювали в умовах газонапірного та газового режимів [3].

Поруч із Зачепилівським НГКР розташована ціла група нафтогазових родовищ, оскільки цей регіон є частиною Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району. Цей промисловий вузол активно розробляється [4]. Найближчими та суміжними є такі родовища: Руденківське НГКР (безпосередньо межує із Зачепилівською площею з південно-східного боку в районі сіл Руденківка та Дубина), Новомиколаївське НГКР (розташоване на схід від Зачепилівського, є частиною єдиного промислового комплексу), Мовчанівське НГКР (знаходиться в безпосередній близькості до Новомиколаївської структури), Ігнатівське родовище НГКР, Суходолівське НГКР. Крім того поруч знаходиться Ливенська площа - перспективна ділянка та родовище, що географічно залягає поруч із Зачепилівською структурою. Більшість цих нафтогазоконденсатних промислів на території громади спільно експлуатуються та мають зв'язану мережу газопроводів, шлейфів та установок підготовки газу (УКПГ) [3].

Територією Зачепилівського НГКР та безпосередньо поблизу нього проходить кілька важливих автомобільних шляхів загального користування, зокрема дороги загального користування (місцевого та обласного значення) О1716234 (Нові Санжари - Нехвороща - Зачепилівка), О1716231 (Нові Санжари - Нехвороща), О1716233 (Клюсівка - Нові Санжари - Нехвороща), О1716232 (Руденківка - Мар'янівка - Богданівка), а також траса М-22 (Полтава - Олександрія), яка проходить приблизно за 6–8 км на захід від родовища (через Нові Санжари та Лелюхівку) та є основним логістичним маршрутом для вивезення обладнання та продукції у напрямку обласного центру [5]. Також в

районі родовища є розгалужена мережа ґрунтових та щебеневих доріг, спеціально побудованих нафтогазовидобувними компаніями для забезпечення проїзду важкої спецтехніки в обхід житлових зон сіл [6].

Поруч із родовищем (за 3–4 км на схід у селі Руденківка) проходить залізнична гілка Полтава - Кременчук. Там розташована залізнична станція «Нові Санжари», яка активно використовується для відвантаження рідких вуглеводнів (конденсату та нафти) залізничними цистернами.

Клімат району Зачепилівського НГКР є помірно-континентальним з помірно теплою зимою і теплим (іноді спекотним) літом. Згідно з географічним районуванням Полтавської області, ця територія лежить у межах лісостепової зони, яка за останні десятиліття зазнає помітного зміщення в бік степових кліматичних умов через загальне потепління.

Основні кліматичні показники району:

1. Температурний режим: зима помірно холодна, найхолоднішим місяцем є січень із середньою температурою від  $-3\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; літо тепле і тривале з середньою температурою липня  $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ... $+22\text{ }^{\circ}\text{C}$  (в окремі дні температура може перевищувати  $+35\text{ }^{\circ}\text{C}$ ); середньорічна температура становить близько  $+8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ... $+9\text{ }^{\circ}\text{C}$  [7].

2. Опади та зволоження: річна сума опадів коливається в межах 500–550 мм. Максимум опадів припадає на теплий період (червень–липень) у вигляді злив. Найменше опадів випадає взимку та на початку осені. Район належить до зони з незначним дефіцитом вологи, що влітку іноді призводить до посух та суховіїв [7].

3. Вітровий режим та сніговий покрив: взимку частіше дмуть західні та південно-західні вітри, влітку - північно-західні; сніговий покрив встановлюється зазвичай у другій половині грудня, а сходить наприкінці березня, його висота нестабільна і в середньому становить 10–20 см [7].

## *1.2 Орогідрографія*

Орогідрографічні умови району Зачепилівського НГКР визначаються його розташуванням у межах Придніпровської низовини, що зумовлює рівнинний рельєф та розвинену річкову сітку басейну Дніпра.

Територія родовища розташована на лівобережній терасі річки Ворскла. Рельєф переважно плоскорівнинний, з незначним ухилом на південний захід у бік річкової долини. Висоти поверхні в межах промислових площ коливаються в середньому від 80 до 110 метрів над рівнем моря.

Рельєф слабо розчленований. Проте поблизу річкових терас спостерігаються невеликі балки, яри та зниження, які подекуди залісені або зайняті чагарниками. Орографічні умови загалом сприятливі для будівництва свердловин та прокладання шлейфів (трубопроводів).

Район має розвинену гідрографічну мережу, яка представлена річкою Ворскла, її притоками та підземними водами. Ворскла є головною водною артерією регіону, що протікає за 3–5 км на захід від родовища (біля Нових Санжар та Ключівки). Вона має звивисте русло, широку заплаву з численними старицями, заболоченими ділянками та піщаними косами. Річка є важливим джерелом поверхневих вод [8]. Також в регіоні протікає невелика ліва притока Ворскли - річка Кустолове, що протікає трохи південніше та східніше (в районі сусідніх родовищ Руденківського вузла). У літній період місцями може суттєво міліти [7].

У заплаві Ворскли поблизу сіл Ключівка та Зачепилівка розташована низка заплавних озер та стариць. Вони відіграють важливу роль у підтримці місцевого мікроклімату та екосистеми.

Підземні води характеризуються наявністю кількох водоносних горизонтів (зокрема, четвертинного та неогенового періодів). Вони використовуються місцевим населенням для питного водопостачання через колодязі та свердловини, тому під час буріння та експлуатації НГКР особлива увага приділяється надійній ізоляції верхніх розрізів, щоб запобігти забрудненню водоносних пластів.

### *1.3 Стратиграфія*

Всього на площі пробурено 29 пошукових і розвідувальних свердловин, якими розкриті карбонатно-терогенні відклади від четвертинних до девонських, а також породи кристалічного фундаменту протерозою [3].

Геологічний розріз по лінії I-I наведено на рисунку 1.2.

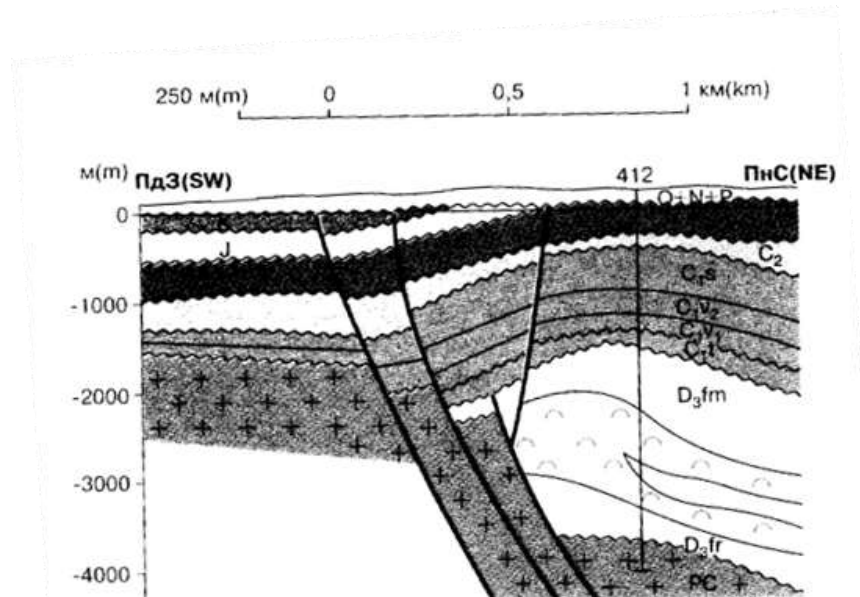


Рисунок 1.2 – Геологічний розріз по лінії I-I [3]

#### 1.4 Тектоніка

В тектонічному відношенні Зачепилівське НГКР знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Зачепилівсько-Ливенцівського структурного валу.

У межах нижньокам'яновугільного комплексу підняття являє собою прирозломну брахіантикліналь північно-західного простягання. За ізогіпсою 1150 м її розміри становлять  $4,2 \times 0,9$  км, а амплітуда досягає 170 м. Південно-західне крило структури характеризується значною крутизною, де кути падіння пластів сягають  $45^\circ$ , тоді як північно-східне крило є більш пологим. Склепінна частина підняття та його південно-західне крило порушені системою скидів, переважно поздовжнього напрямку. У відкладах мезозойського віку структура поступово виположується [3].

#### 1.5 Нафтогазоводонність

У результаті пошуково-розвідувальних робіт було підтверджено промислову нафтогазоносність серпухівських (С-2, С-6, С-9в, С-9н, С-21), візейських (В-14в, В-14н, В-15, В-21в, В-21н, В-22в, В-22н, В-23, В-24, В-25, В-

26) і турнейських (Т-1) відкладів. Поклади горизонтів С-6, С-9в та С-9н характеризуються нафтоносністю з наявністю газових шапок, тоді як усі інші є газовими. Висота нафтогазоносного поверху становить 880 м. Вуглеводневі поклади належать до пластових склепінних і переважно мають тектонічне екранування, а окремі з них додатково обмежені літологічними чинниками. Найбільше промислове значення мають поклади горизонтів С-9в, В-14н, В-15, В-21н, В-22н, В-23 та В-26 [3].

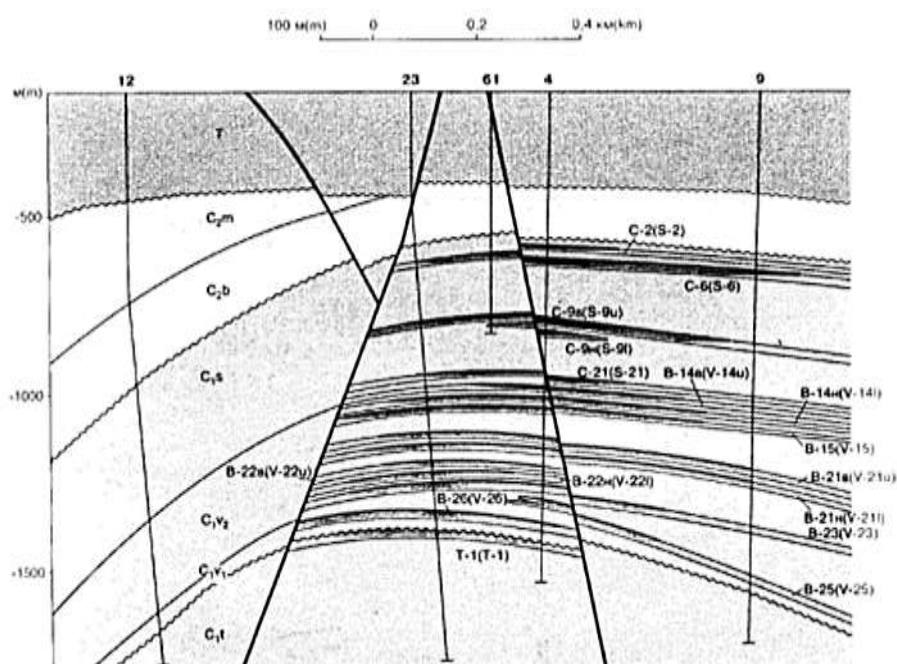


Рисунок 1.3 – Розріз продуктивної частини по лінії II-II [3]

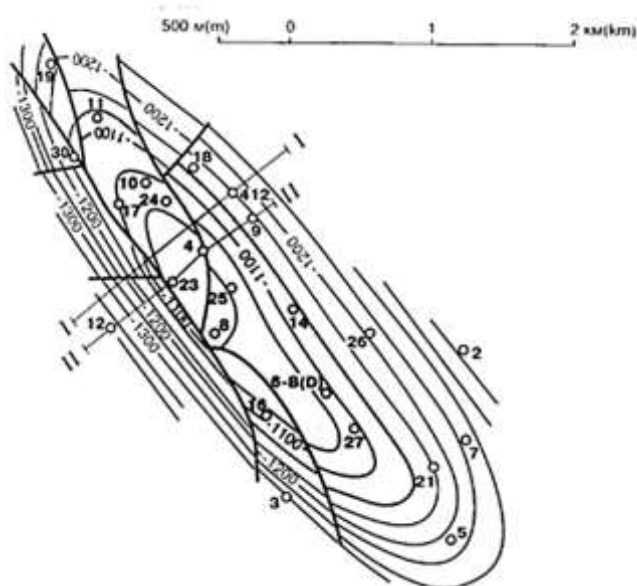


Рисунок 1.4 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-14н [3]

### 1.6 Колекторські властивості пласта

Оцінка колекторських властивостей продуктивних пластів Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища виконувалася на основі комплексу геолого-геофізичних досліджень, лабораторного аналізу кернавого матеріалу та результатів промислово-геофізичних робіт у свердловинах. Отримані дані дали змогу визначити основні фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів, а також оцінити ступінь їх насичення пластовими флюїдами.

Продуктивний горизонт С-6 представлений теригенними породами, переважно пісковиками та алевролітами, які характеризуються задовільними колекторськими властивостями та здатністю забезпечувати промислові припливи вуглеводнів. Результати досліджень свідчать про наявність сприятливих умов для розробки покладу та підтримання стабільних показників видобутку.

Основні фільтраційно-ємнісні параметри продуктивного горизонту С-6 наведено в таблиці 1.1. Аналіз отриманих даних показує, що середнє значення проникності становить  $396,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а пористість змінюється в межах від 14 до 23 %, при середньому значенні 18,5 %. Початкова нафтонасиченість пласта складає близько 60 %, що свідчить про достатній вміст вуглеводнів у поровому просторі колектора [3].

Таблиця 1.1 – Характеристика колекторських властивостей горизонту С-6 Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища [3]

	Параметри	Проникність, мкм <sup>2</sup> · 10 <sup>-3</sup>	Пористість, %	Початкова нафто- насиченість, %
За геофізичними дослідженнями	Кількість свердловин	7		
	Середнє значення	396,3	18,5	60
	Інтервал зміни	–	14-23	–
Прийняті значення		396,3	16	60

Для подальших технологічних розрахунків та проектування режиму експлуатації свердловини прийнято значення проникності  $396,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористості 16 % та початкової нафтонасиченості 60 %. Зазначені параметри характеризують продуктивний горизонт як колектор із середніми фільтраційно-ємнісними властивостями, придатний для ефективної розробки із застосуванням механізованого способу видобутку.

На Зачепилівському нафтогазоконденсатному родовищі виділяють декілька продуктивних об'єктів, приурочених до відкладів різного геологічного віку. Основними об'єктами розробки є візейські та серпуховські горизонти, які на даний час перебувають в активній експлуатації. Розробка покладів здійснюється переважно на пружноводонапірному режимі, що забезпечує підтримання пластового тиску за рахунок природної енергії водонапірної системи.

На сучасному етапі родовище знаходиться на пізній стадії розробки, що характеризується поступовим зниженням пластового тиску та збільшенням обводненості продукції. У зв'язку з цим експлуатація більшості свердловин здійснюється механізованим способом із використанням штангових насосних установок, які забезпечують необхідний рівень видобутку вуглеводнів та стабільність роботи свердловинного фонду.

### *1.7 Фізико-хімічні властивості нафти і води*

Фізико-хімічні характеристики пластових флюїдів є одними з основних параметрів, які враховуються під час проектування режимів експлуатації свердловин, вибору способу видобутку та підбору свердловинного обладнання. Властивості нафти і пластових вод впливають на фільтраційні процеси в пласті, умови руху флюїдів у свердловині, інтенсивність корозійних процесів та ефективність роботи підземного обладнання.

Загальна геолого-фізична характеристика продуктивного горизонту С-6 Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища наведена в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Геолого-фізична характеристика продуктивного пласта С-6 [3]

Параметри	Одиниці виміру	Значення
Індекс горизонту		С-6
Глибина залягання	м	750
Тип покладу		пластовий склепінчастий тектонічно екранований і літологічно обмежений
Товщина колектора	м	7,1
Коефіцієнт пористості	частки од.	0,16
Проникність	$1 \cdot 10^{-3}$ , мкм <sup>2</sup>	396,3
Тип колектора		пори
Коефіцієнт насичення	частки од.	0,60
Пластовий тиск початковий	МПа	9,05
Пластова температура	К	302,5
Дебіт початковий	т/добу	115,4-131,8 (123,6)
Початкові видобувні запаси нафти	тис. т	78,9
Коефіцієнт вилучення нафти	частки од.	0,4

Продуктивний пласт залягає на глибині близько 750 м і представлений поровим колектором із середньою товщиною 7,1 м. Коефіцієнт пористості становить 0,16, а проникність досягає  $396,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, що свідчить про задовільні фільтраційно-ємнісні властивості порід. Початковий пластовий тиск дорівнює 9,05 МПа, а пластова температура становить 302,5 К. Початковий дебіт свердловин змінювався в межах від 115,4 до 131,8 т/добу, що підтверджує промислову продуктивність покладу [3].

Характеристики нафти продуктивного горизонту С-6 наведені в табл. 1.3.

Аналіз даних показує, що нафта родовища належить до категорії легких і малосірчистих. Густина нафти в пластових умовах становить у середньому 786,5 кг/м<sup>3</sup>, а її в'язкість дорівнює близько 3,6 мПа·с, що сприяє ефективному руху флюїду в пласті та свердловині. Вміст сірки не перевищує 0,15 %, що характеризує нафту як малокорозійну.

Таблиця 1.3 – Характеристика нафт горизонту С-6 Зачепилівського НГКР [3]

Параметри	Одиниця вимірювання	Значення
Густина нафти в пластових умовах	кг/м <sup>3</sup>	784-789 (786,5)
В'язкість нафти в пластових умовах	мПа*с	3,09-4,11 (3,6)
Температура застигання	К	248-232 (240)
Температура початку кипіння	К	332-334 (333)
Вміст парафінів	%	3,87-6,57 (5,22)
Вміст смол	%	2,9-3,44 (3,17)
Вміст асфальтенів	%	0,26-0,31 (0,285)
Вміст сірки	%	0,07-0,15 (0,11)
Груповий склад вуглеводнів:		
- ароматичні	%	2,9-8,4 (5,65)
- нафтеніві		19,2-27,6 (23,4)
- метанові		69,4-72,3 (70,85)

За груповим складом переважають метанові вуглеводні, частка яких становить у середньому 70,85 %, тоді як вміст нафтенівих та ароматичних сполук є значно меншим. Нафта містить незначну кількість асфальтенів і смол, проте характеризується наявністю парафінів, середній вміст яких становить 5,22 %. Це свідчить про можливість утворення асфальтосмолопарафінових відкладів у процесі експлуатації свердловин, що необхідно враховувати під час вибору обладнання та технологічних режимів роботи [3].

Основні фізико-хімічні характеристики пластових вод серпухівського ярусу горизонту С-6 наведені в таблиці 1.4.

Пластові води належать до хлоркальцієвого типу та характеризуються високим рівнем мінералізації, який становить 79,4 г/кг. Водневий показник рН дорівнює 6,8, що відповідає слабкокислому середовищу. У складі пластових вод присутні мікрокомпоненти, зокрема йод і бор, концентрація яких становить відповідно 8,4 мг/л та 1,62 мг/л. Висока мінералізація пластових вод може сприяти розвитку корозійних процесів у свердловинному обладнанні, тому під час експлуатації необхідно передбачати відповідні заходи антикорозійного захисту [3].

Таблиця 1.4 – Характеристика пластових вод серпухівського ярусу горизонту С-6 Зачепилівського НГКР [3]

Параметри	Одиниця вимірювання	Значення
Назва ярусу		Серпухівський
Індекс горизонту		С-6
Тип води		хлоркальцієва
Мінералізація	г/кг	79,4
рН		6,8
Вміст мікрокомпонентів		
Йод (J)	мг/л	8,4
Бром (Br)	мг/л	–
Бор (B)	мг/л	1,62
Калій (K)	мг/л	–

#### *Висновок до геологічної частини*

У результаті аналізу геолого-промислової характеристики Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища встановлено, що воно належить до перспективних об'єктів Дніпровсько-Донецької западини та характеризується тривалою історією промислового освоєння. Родовище розташоване в районі з розвиненою транспортною та виробничою інфраструктурою, що створює сприятливі умови для проведення робіт із видобутку та транспортування вуглеводневої сировини.

Геологічна будова родовища є достатньо складною та представлена карбонатно-теригенними відкладами девонського, кам'яновугільного, мезозойського та кайнозойського віку. У тектонічному відношенні родовище приурочене до Зачепилівсько-Ливенцівського структурного валу і являє собою брахіантиклінальну структуру, ускладнену системою тектонічних порушень, що суттєво вплинули на формування покладів вуглеводнів.

Промислова нафтогазоносність встановлена для низки серпухівських, візейських та турнейських горизонтів. Об'єктом подальшого дослідження є нафтовий поклад горизонту С-6, який характеризується пластовим склепінчастим типом покладу з тектонічним екрануванням та літологічним обмеженням.

Проведений аналіз колекторських властивостей показав, що продуктивний горизонт С-6 представлений теригенними породами з поровим типом колектора. Значення проникності  $396,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, пористості 16 % та нафтонасиченості 60 % свідчать про наявність задовільних фільтраційно-ємнісних властивостей і можливість ефективної розробки покладу. Початковий пластовий тиск становить 9,05 МПа, пластова температура – 302,5 К, а середній початковий дебіт свердловин досягає 123,6 т/добу.

Дослідження фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів показало, що нафта горизонту С-6 є легкою, малов'язкою, малосірчистою та належить до метанового типу за груповим складом вуглеводнів. Водночас наявність парафінів у кількості близько 5,22 % створює передумови для утворення асфальтосмолопарафінових відкладів у процесі експлуатації свердловин. Пластові води характеризуються хлоркальцієвим складом та високою мінералізацією, що необхідно враховувати при виборі антикорозійних заходів і технологічного обладнання.

Отримані геолого-промислові та фізико-хімічні характеристики горизонту С-6 свідчать про доцільність його подальшої експлуатації із застосуванням механізованого способу видобутку. Наведені дані є вихідною базою для обґрунтування та проектування режимних параметрів роботи свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища.

## 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

### 2.1 Вибір конструкції вибою свердловини

Вибій свердловини являє собою кінцеву частину її стовбура, розташовану в межах продуктивного пласта. Саме через цю зону здійснюється гідродинамічний зв'язок між пластом і свердловиною, завдяки чому пластовий флюїд надходить до експлуатаційного обладнання [9].

Конструкція вибійної частини належить до ключових елементів проектування свердловин, оскільки безпосередньо впливає на інтенсивність припливу пластових флюїдів, ефективність розкриття продуктивного горизонту, а також на довговічність і надійність роботи свердловини в процесі експлуатації. Вибір оптимальної конструкції визначається сукупністю геологічних, технічних і технологічних чинників, серед яких особливе значення мають літологічний склад порід, глибина залягання продуктивного пласта, умови його розробки та заплановані експлуатаційні показники [9].

У практиці нафтогазовидобувної галузі застосовують декілька основних типів конструкцій вибою: відкритий вибій, вибій із хвостовиком, вибій із фільтром та перфорований вибій (рис. 2.1).

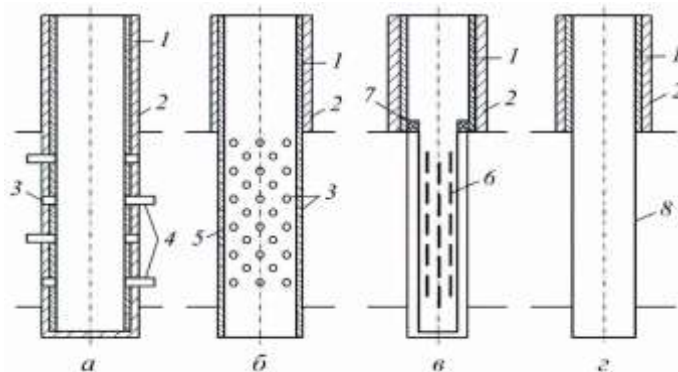


Рисунок 2.1 – Типові конструкції вибоїв нафтових свердловин [9]:

- а – з перфорованим вибоєм; б – з вибійним хвостовиком; в – з вибійним фільтром; г – з відкритим вибоєм; 1 – обсадна колона; 2 – цементне кільце; 3 – перфораційні отвори; 4 – перфораційні канали; 5 – перфорований хвостовик; 6 – вибійний фільтр; 7 – сальник (пакер); 8 – відкритий вибій

Відкритий вибій характеризується відсутністю додаткових конструктивних елементів у продуктивному інтервалі. Така схема використовується переважно у стійких і міцних породах, які не схильні до руйнування під час експлуатації [9].

Конструкція з хвостовиком передбачає встановлення перфорованої секції обсадної колони в межах продуктивного пласта. Її застосовують у випадках, коли необхідно забезпечити механічну стійкість стовбура свердловини або ізолювати окремі інтервали розрізу [9].

Вибій із фільтром використовується для захисту свердловини від надходження механічних домішок із пласта. Фільтруючий елемент затримує частинки породи та сприяє стабільній роботі підземного обладнання [9].

Перфорований вибій формується шляхом створення спеціальних каналів у обсадній колоні та цементному кільці після завершення кріплення свердловини. Через утворені отвори забезпечується надходження пластового флюїду до вибійної зони [9].

Під час вибору конструкції вибою необхідно враховувати геологічну будову родовища, фізико-механічні властивості порід, глибину залягання продуктивного горизонту, призначення свердловини, а також її конструктивні параметри. Зі збільшенням глибини свердловини підвищуються вимоги до стійкості стовбура та надійності вибійного обладнання.

Продуктивний горизонт С-6 Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища складений переважно теригенними відкладами, представленими пісковиками та алевролітами. Для таких колекторів характерна ймовірність винесення механічних частинок разом із пластовою продукцією. Надходження піску до свердловини може спричиняти утворення піщаних накопичень у стовбурі, прискорене абразивне зношування насосного обладнання та зниження ефективності експлуатації.

З огляду на геологічні особливості продуктивного горизонту доцільним є використання конструкції вибою з протипіщаним фільтром. У цьому випадку експлуатаційна колона спускається до покрівлі продуктивного пласта, після чого в інтервалі продуктивного горизонту монтується фільтруюча секція.

Застосування фільтра дозволяє суттєво знизити інтенсивність винесення частинок породи із пласта, захистити насосно-компресорні труби та насос від абразивного зношування, зберегти фільтраційні властивості привибійної зони, збільшити тривалість міжремонтного періоду та забезпечити стабільність режиму роботи свердловини.

З урахуванням геолого-фізичних характеристик горизонту С-6, глибини залягання продуктивного інтервалу близько 750 м та обраного штангового насосного способу експлуатації найбільш раціональним рішенням є застосування вибою з фільтром, що забезпечить ефективну та довготривалу роботу свердловини.

Для боротьби з надходженням механічних домішок можуть використовуватися різні типи фільтрів. Щілинні конструкції оснащуються поздовжніми прорізами шириною від 0,8 до 1,5 мм. Гравійні фільтри створюють додатковий бар'єр за рахунок шару спеціально підібраного гравію з розміром зерен 4–6 мм. Металокерамічні фільтри поєднують високу механічну міцність із достатньою проникністю для пластового флюїду [9].

Для умов Зачепилівського родовища найбільш доцільним є використання керамічного фільтра. Завдяки гладкій поверхні такого фільтруючого елемента зменшується інтенсивність утворення асфальтосмолопарафінових відкладів, що позитивно впливає на надійність роботи свердловини та сприяє збільшенню міжремонтного періоду її експлуатації.

## *2.2 Вибір і характеристика свердловинного обладнання*

### *2.2.1 Поняття нафтової свердловини*

Нафтова свердловина є спеціальною гірничою виробкою, яку бурять для видобування нафти, газу та пластової води з підземних пластів. Основними частинами свердловини є гирло, стовбур і вибій [2, 10].

Свердловини відрізняються між собою за призначенням, конструкцією, глибиною та способом експлуатації. Найчастіше на нафтових родовищах використовують видобувні свердловини, через які пластова рідина піднімається

на поверхню. Для цього всередині свердловини встановлюють насосно-компресорні труби, насосне обладнання та інші технічні пристрої [2, 11].

Крім видобувних, існують також нагнітальні свердловини. Їх використовують для закачування води або газу в пласт з метою підтримання необхідного тиску, що дозволяє покращити процес видобутку нафти та збільшити нафтовіддачу пласта. Для спостереження за станом родовища застосовують контрольні та п'єзометричні свердловини. В них за допомогою спеціальних вимірювальних приладів визначають пластовий тиск, рівень рідини та переміщення води у пласті. Такі свердловини допомагають контролювати ефективність розробки нафтового родовища [2, 12].

За конструкцією свердловини можуть бути одноколонними або багатоколонними. Основними елементами конструкції є обсадні колони, цементне кільце, насосно-компресорні труби та вибійне обладнання [13].

Залежно від напрямку буріння свердловини поділяються на вертикальні, похило-скеровані та горизонтальні. Вертикальні свердловини є найпростішими за конструкцією, але в сучасній нафтовій промисловості часто застосовують горизонтальні свердловини, оскільки вони дозволяють збільшити площу контакту з нафтовим пластом [14].

За способом експлуатації нафтові свердловини бувають фонтанними, насосними та газліфтними. При фонтанному способі нафта піднімається на поверхню за рахунок природного пластового тиску. Якщо тиск у пласті зменшується, тоді використовують насосне обладнання. Найбільш поширеним обладнанням для механізованого видобутку є штангові глибинні насоси та електровідцентрові насоси [1, 15].

У процесі експлуатації свердловина обладнується різними технічними засобами, які забезпечують її нормальну та безпечну роботу, що обумовлює важливість вибору обладнання під час розробки родовищ. Для забезпечення стабільної роботи обладнання важливе значення має правильний вибір режиму експлуатації свердловини. Невірно підібрані параметри можуть призвести до зниження продуктивності або передчасного зносу обладнання.

### 2.2.2 Наземне обладнання нафтових свердловин

Для нормальної роботи нафтової свердловини використовується різне наземне обладнання. До наземного обладнання входять пристрої та механізми, що встановлюються на гирлі свердловини і біля неї під час експлуатації. Основним завданням наземного обладнання є контроль, герметизацію та транспортування пластової рідини [2].

Схема обладнання гирла нафтової свердловини наведена на рисунку 2.2.

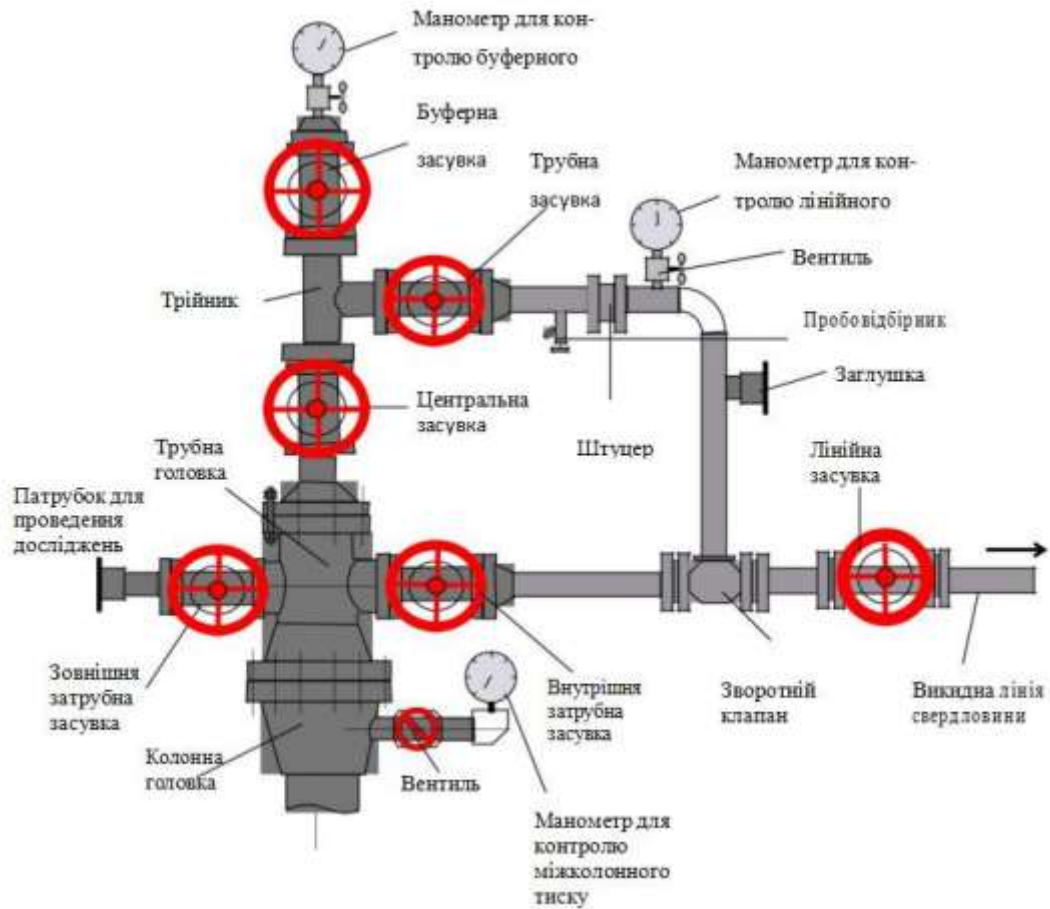


Рисунок 2.2 - Схема обладнання гирла нафтової свердловини [16]

Одним із головних елементів наземного обладнання є фонтанна арматура. Вона встановлюється на гирлі свердловини та використовується для герметизації гирла, контролю тиску і регулювання потоку нафти або газу [15].

Основне призначення фонтанної арматури полягає в тому, щоб безпечно утримувати тиск у свердловині та керувати рухом нафти і газу від вибою до системи збору продукції. Крім того, вона дозволяє проводити різні технологічні

операції, такі як контроль дебіту, дослідження свердловини та ремонтні роботи без повного розгерметизування системи [11].

Фонтанна арматура складається з кількох основних вузлів: трубної головки, фонтанної ялинки, засувки, трійників (хрестовин) і контрольно-вимірювальних приладів (манометрів, термометрів) та інших елементів. Кожен елемент виконує свою функцію у загальній системі керування свердловиною [1].

Трубна головка призначена для підвішування насосно-компресорних труб і герметизації простору між трубами та обсадною колоною. Вона забезпечує надійне з'єднання всіх елементів обладнання, запобігає витoku пластових флюїдів та створює умови для безпечної роботи свердловини [15].

Фонтанна ялинка являє собою систему труб і засувки, через яку відбувається регулювання потоку нафти або газу на поверхню. За допомогою засувки оператор може змінювати режим роботи свердловини або повністю перекривати її у разі необхідності [15].

Для перекриття потоку рідини використовуються засувки. Засувки є важливими елементами фонтанної арматури, оскільки вони забезпечують можливість швидкого перекриття потоку пластової рідини під час експлуатації, ремонту чи аварійних ситуацій [1].

Контрольно-вимірювальні прилади, зокрема манометри, встановлюються на фонтанній арматурі і використовуються для контролю тиску в свердловині. Вони дозволяють оперативно оцінювати стан роботи свердловини та приймати рішення щодо режиму її експлуатації [15].

На насосних свердловинах важливим елементом наземного обладнання є верстат-качалка. Він використовується для приводу штангового глибинного насоса. Основним завданням верстата-качалки є передача зворотно-поступального руху до насосних штанг, які опускаються всередину свердловини [15].

Верстат-качалка складається з рами, балансира, редуктора, електродвигуна та кривошипного механізму. Під час роботи електродвигун приводить у рух балансир, який через систему штанг забезпечує роботу глибинного насоса [2].

Фонтанна арматура повинна відповідати високим вимогам щодо міцності, герметичності та стійкості до агресивного середовища, оскільки вона працює в умовах високого тиску і впливу корозійних рідин. Тому для її виготовлення використовують високоміцні сталі та спеціальні ущільнювальні матеріали [15].

Окрім основного наземного обладнання, під час експлуатації нафтових свердловин використовується також допоміжне обладнання. Воно не завжди бере безпосередню участь у видобутку нафти, але забезпечує нормальну, стабільну та безпечну роботу всієї свердловинної системи.

До допоміжного обладнання відносять пристрої для підготовки, контролю, транспортування та обслуговування свердловини. Його застосування дозволяє зменшити кількість аварій, підвищити ефективність роботи та продовжити термін служби основного обладнання.

Важливу роль відіграють трубопроводи промислового призначення, які забезпечують транспортування нафти і газу від свердловини до пунктів збору та підготовки. Через них пластова рідина подається від свердловини до установок підготовки нафти або резервуарів. Трубопроводи повинні витримувати високий тиск і бути герметичними для запобігання втратам нафти та забрудненню навколишнього середовища [17].

Одним із важливих видів допоміжного обладнання є сепаратори. Вони використовуються для відділення газу від нафти та води, що надходить зі свердловини, що, в свою чергу, забезпечує більш якісну підготовку продукції до транспортування і подальшої переробки [17].

До допоміжного обладнання належать також резервуари для збору нафти та промислові ємності. Вони служать для тимчасового зберігання продукції перед її транспортуванням на нафтопереробні підприємства [17].

Для забезпечення стабільної роботи свердловин, зокрема запобігання утворення парафінових відкладень, гідратів, корозії обладнання та ін., також використовуються різні допоміжні системи, такі як системи підігріву продукції, дозування хімічних реагентів та антикорозійного захисту [15].

Для безпечної роботи свердловини застосовують спеціальні системи

захисту, контрольно-вимірювальні пристрої та пристрої автоматики. До них належать датчики тиску, витрати, температури, а також системи дистанційного моніторингу, які контролюють тиск, температуру та інші параметри роботи обладнання. Вони передають інформацію на центральний пульт керування, де оператор може аналізувати стан свердловини в режимі реального часу [12].

На фонтанних і насосних свердловинах широко застосовуються системи автоматичного регулювання дебіту продукції. Такі системи дозволяють підтримувати оптимальний режим роботи свердловини та запобігають перевантаженню обладнання. Для насосних свердловин автоматизація також охоплює контроль роботи верстата-качалки та електродвигуна. Системи захисту можуть зупинити обладнання у разі перевантаження, обриву штанг або інших несправностей. Важливим елементом автоматизації є системи аварійного захисту. Вони автоматично перекривають свердловину у випадку перевищення допустимого тиску, витoku продукції або відмови обладнання, що значно підвищує рівень промислової безпеки [12].

Окрему групу становить обладнання для ремонту та обслуговування свердловин. До нього відносяться підйомні установки, лебідки та інші механізми, які використовуються під час проведення капітального або поточного ремонту.

### *2.2.3 Підземне обладнання нафтових свердловин*

Підземне обладнання нафтової свердловини призначене для забезпечення процесу видобутку нафти з продуктивного пласта та нормальної роботи свердловини під час експлуатації. До цього обладнання належать пристрої та механізми, які розміщуються безпосередньо всередині свердловини на різній глибині [2].

Одним із основних елементів підземного обладнання є обсадна колона. Вона складається зі сталевих труб, які спускають у свердловину після буріння. Основними задачами обсадних колон є зміцнення стінок свердловини,

запобігання обваленню порід та ізоляція окремих пластів між собою [13].

Для підйому пластової рідини на поверхню використовують насосно-компресорні труби (НКТ), які спускаються всередину обсадної колони та служать каналом для руху нафти, газу або води. НКТ повинні витримувати високий тиск, температуру та вплив агресивного середовища [2].

Одним з основних елементів механізованого видобутку нафти є насосне обладнання, які забезпечує підйом рідини з вибою свердловини у випадках, коли пластового тиску недостатньо для фонтанного підйому рідини на поверхню [1].

У нафтовидобувній промисловості найпоширенішими є штангові глибинні насоси (ШГН). Вони застосовуються переважно на свердловинах з невеликим або середнім дебітом, коли пластового тиску недостатньо для фонтанного видобутку. Насос встановлюється у нижній частині свердловини, а його робота здійснюється за допомогою насосних штанг, які передають рух від наземного приводу - верстата-качалки. Перевагами штангових насосів є простота конструкції та відносно низька вартість обслуговування, однак вони мають обмеження щодо глибини та продуктивності свердловини [1].

Схема штангової свердловинної насосної установки наведена на рис. 2.3.

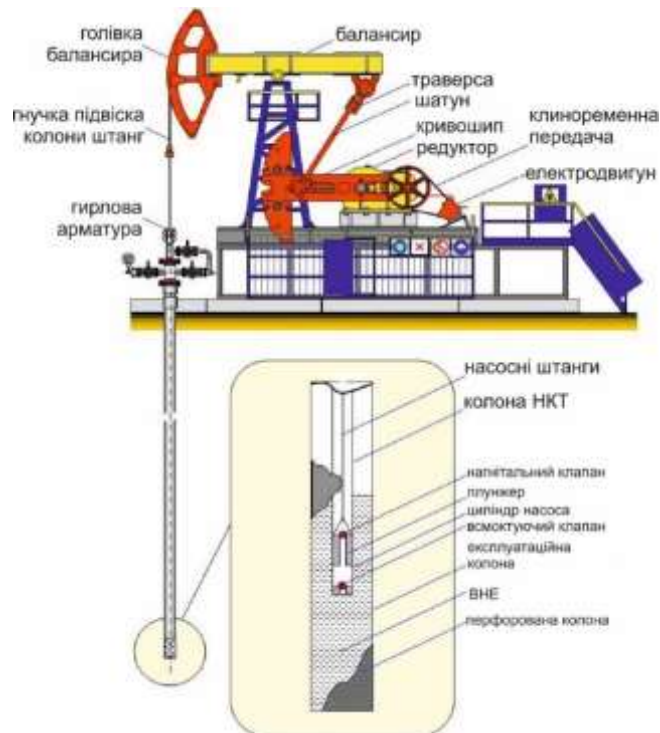


Рисунок 2.3 - Схема штангової свердловинної насосної установки

Принцип роботи штангового насоса ґрунтується на зворотно-поступальному русі плунжера всередині циліндра. Рух від приводу, розташованого на поверхні, передається через колону насосних штанг до плунжера насоса. Під час його переміщення здійснюється всмоктування та нагнітання пластової рідини, що забезпечує її транспортування по насосно-компресорних трубах до гирла свердловини.

Схема свердловинного штангового насоса наведена на рис. 2.4.



Рисунок 2.4 - Схема свердловинного штангового насоса

До основних конструктивних елементів штангового насоса належать:

- циліндр;
- плунжер;
- всмоктувальний клапан;
- нагнітальний клапан;
- замкова опора або якірний пристрій;
- насосні штанги.

Під час руху плунжера вгору відкривається всмоктувальний клапан і циліндр насоса заповнюється пластовою рідиною. Одночасно рідина, що знаходиться над плунжером, піднімається по колоні насосно-компресорних труб. При русі плунжера вниз всмоктувальний клапан закривається, а нагнітальний відкривається, забезпечуючи перетікання рідини через плунжер. Безперервне повторення цих циклів створює стабільний процес відкачування нафти зі свердловини.

Штангові насоси поділяються на вставні та невставні. Вставні насоси монтуються всередині насосно-компресорних труб і можуть бути вилучені без піднімання колони труб, що значно спрощує проведення ремонтних робіт. Невставні насоси спускаються разом із колоною насосно-компресорних труб і характеризуються більшою міцністю конструкції.

Для свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища доцільно застосувати вставний штанговий насос типу НВ1, оскільки він забезпечує простоту монтажу та ремонту, високу надійність роботи й можливість ефективної експлуатації на глибині близько 750 м. Використання такого насоса дозволяє підтримувати необхідний дебіт свердловини та зменшити тривалість ремонтних операцій.

Основними перевагами штангових насосів є: простота конструкції та експлуатації; висока надійність роботи; можливість експлуатації на значних глибинах; відносно невеликі експлуатаційні витрати; зручність проведення ремонтних робіт; можливість роботи в умовах підвищеної обводненості продукції.

Вибір типорозміру насоса здійснюється залежно від глибини спуску, дебіту свердловини, фізико-хімічних властивостей пластової рідини, газового фактора та геолого-технічних умов експлуатації. Правильно підібраний штанговий насос забезпечує стабільну роботу свердловини, високу ефективність видобутку нафти та збільшення міжремонтного періоду експлуатації обладнання.

Для експлуатації свердловини горизонту С-6 Зачепилівського НГКР прийнято штангову насосну установку. Вибір обумовлений невеликою глибиною свердловини (750 м), порівняно невисоким проєктним дебітом (20 т/доб), малою в'язкістю нафти та економічною доцільністю застосування ШГН. Штангові установки характеризуються високою надійністю, простотою обслуговування та низькими експлуатаційними витратами для свердловин даної категорії. Крім того, використання ШГН забезпечує стабільний режим роботи при зниженні пластового тиску в процесі розробки покладу.

## 2.3 Проектування режимних параметрів роботи свердловини

### 2.3.1 Розрахунок технологічних параметрів роботи свердловини

Для розрахунків використано вихідні дані, наведені в табл. 2.1, які були отримані за результатами геологічного аналізу свердловини С-6 Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища. Порядок розрахунку описано в роботі [18].

Таблиця 2.1 – Вхідні дані

Параметри	Одиниці виміру	Показники
Глибина свердловини ( $H$ )	м	750
Діаметр експлуатаційної колони ( $D$ )	м	0,154
Пластовий тиск ( $P_{пл}$ )	МПа	9,05
Тиск насичення нафти газом ( $P_n$ )	МПа	9,05
Густина дегазованої нафти ( $\rho_n$ )	кг/м <sup>3</sup>	789
Густина пластової нафти ( $\rho_n$ )	кг/м <sup>3</sup>	784
Густина пластової води ( $\rho_v$ )	кг/м <sup>3</sup>	1070
Прогнозований дебіт рідини ( $Q_p$ )	т/доб	20
Обводненість продукції ( $n_v$ )	частки од.	0,20
Динамічний рівень рідини ( $h_d$ )	м	450
Занурення насоса під динамічний рівень рідини ( $h$ )	м	30
Середній газовий фактор ( $G_0$ )	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	30
В'язкість дегазованої нафти ( $\mu_{нд}$ )	Па·с	$4,11 \cdot 10^{-3}$
Густина газу ( $\rho_r$ )	кг/м <sup>3</sup>	0,75
Пластова температура ( $T_{пл}$ )	К	302,5
Густина повітря при нормальних умовах ( $\rho_n$ )	кг/м <sup>3</sup>	1,293
Температура нейтрального шару ( $T_{нш}$ )	К	280
Глибина нейтрального шару ( $L_{нш}$ )	м	20
Температура при стандартних умовах ( $T_{ст}$ )	К	293
Температура при нормальних умовах ( $T_0$ )	К	273
Атмосферний тиск ( $P_0$ )	МПа	0,1
Коефіцієнт пружності (модуль Юнга) ( $E_{пр}$ )	Па	$2 \cdot 10^{11}$

Вибір свердловинного обладнання та визначення режиму експлуатації свердловини здійснюється за діаграмами А.Н. Адоніна (рис. 2.5).

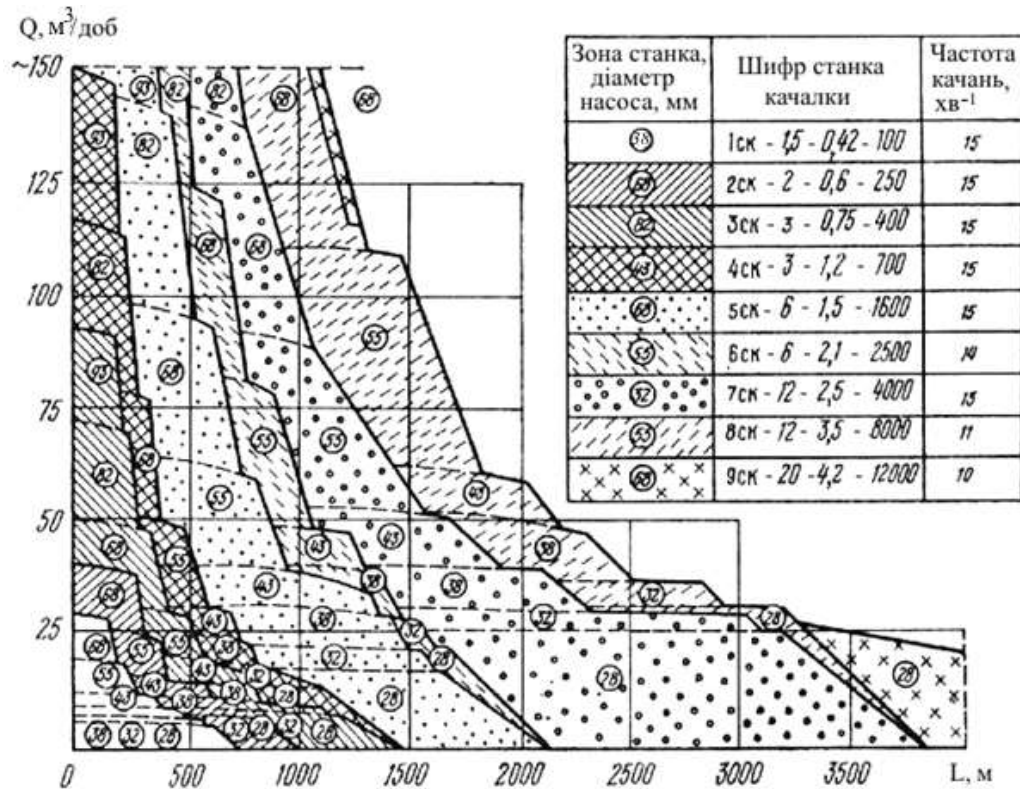


Рисунок 2.5 – Діаграма А. Н. Адоніна для вибору обладнання штангової насосної установки при використанні базових моделей СК

Густина рідини, кг/м<sup>3</sup> [18]:

$$\rho_p = \rho_n \cdot (1 - n_v) + \rho_v \cdot n_v = 789 \cdot (1 - 0,2) + 1070 \cdot 0,2 = 845,2 \text{ кг/м}^3$$

Коефіцієнт продуктивності свердловини [18]:

$$K = \frac{Q_p}{P_{пл} - (\rho_p \cdot g \cdot (H - h_d) \cdot 10^{-6})} \text{ т/доб} \cdot \text{МПа},$$

$$K = \frac{20}{9,05 - (845,2 \cdot 9,81 \cdot (750 - 450) \cdot 10^{-6})} = 3,047 \text{ т/доб}$$

Глибина спуску насоса [18]:

$$L = H - \frac{P_{пл} \cdot 10^6 - \frac{Q_p}{K} \cdot 10^6}{\rho_p \cdot g} + h = 1795 - \frac{9,05 \cdot 10^6 - \frac{20}{3,047} \cdot 10^6}{845,2 \cdot 9,81} + 30 = 480 \text{ м}$$

За заданого проєктного дебіту рідини 20 т/добу та глибини спуску насоса 480 м, використовуючи діаграму Адоніна (рис. 2.5), обираємо глибинний насос діаметром 32 мм. Для забезпечення стабільної роботи насоса коефіцієнт його подачі повинен становити  $\alpha = 0,6$ . Враховуючи цю умову, для експлуатації свердловини приймаємо верстат-качалку типу 5СК-6-1,5-1600, який забезпечує максимальну довжину ходу полірованого штока 1,5 м.

Таким чином:  $S = 1,5$  м;  $d_{пл} = 0,032$  м;  $\alpha_n = 0,6$ ;  $n = 15$  хв<sup>-1</sup>

Динамічність роботи установки (критерій Коші) [18]:

$$\psi = \frac{\pi \cdot n \cdot L}{30 \cdot a} = \frac{3,14 \cdot 15 \cdot 480}{30 \cdot 5300} = 0,142$$

де  $\psi$  – критерій Коші;

$a$  – швидкість розповсюдження звуку в колоні штанг  $a = 5300$  м/с.

Для забезпечення заданого обсягу відкачування рідини виконується уточнений розрахунок числа качань [18]:

$$n = \frac{Q_T}{1440 \cdot F \cdot S},$$

де  $Q_T$  - теоретична подача насоса, т/доб;

$F$  – площа поперечного перерізу плунжера насоса, м<sup>2</sup>;

$$\begin{aligned} Q_T &= 1440 \cdot F \cdot S \cdot n = 1440 \cdot \frac{\pi \cdot d_{пл}^2}{4} \cdot S \cdot n = \\ &= 1440 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,032^2}{4} \cdot 1,5 \cdot 15 = 26,05 \text{ т/добу} \end{aligned}$$

$$F = 8,04 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$n_{\phi} = \frac{n \cdot Q_p}{Q_T} = \frac{15 \cdot 20}{26,05} = 11,5$$

Приймаємо 12 ходів за хвилину.  $n_{\phi} = 12$ .

Для заданої глибини спуску обрано вставний насос типу НВ1Б-32-30-15, експлуатація якого передбачає використання насосно-компресорних труб діаметром 60 мм. Для передачі навантаження прийнято двоступеневу колону штанг діаметром 22 мм у верхній частині ( $d_{ум1} = 0,022$  м) та 19 мм у нижній ( $d_{ум2} = 0,019$  м):

$$L_1 = 0,31 \cdot L = 0,31 \cdot 480 = 149 \text{ м};$$

$$L_2 = 0,69 \cdot L = 0,69 \cdot 480 = 331 \text{ м}.$$

### 2.3.2. Гідравліко-технологічні розрахунки

#### *Гідравліко-технологічні розрахунки параметрів роботи свердловини*

Для подальших розрахунків густину рідини на прийомі насоса визначаємо як середню густину рідинної суміші у свердловині, умовно приймаючи густину води незмінною по всій висоті стовбура [18]:

$$\rho_{пр} = \frac{(\rho_H \cdot (1 - n_B) + \rho_B \cdot n_B) + (\rho_{пл} \cdot (1 - n_B) + \rho_B \cdot n_B)}{2}, \text{ кг/м}^3$$

Густина нафти при пластових умовах [18]:

$$\rho_{пл} = \frac{1}{\beta} \cdot (\rho_H + \rho_G \cdot G_o),$$

де  $\beta$  – об'ємний коефіцієнт нафти,

$$\beta = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot G_o,$$

$$\beta = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 275 = 1,839,$$

$$\rho_{пл} = \frac{789 + 0,75 \cdot 275}{1,839} = 541,4 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{пр} = \frac{(789 \cdot (1 - 0,2) + 1070 \cdot 0,2) + (541,4 \cdot (1 - 0,2) + 1070 \cdot 0,2)}{2} = 746,2 \text{ кг/м}^3$$

Тиск на прийомі насоса (формула І.Т. Міщенко) [18]:

$$P_{\text{пр}} = 0,5 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot P_{\text{н}} \cdot (1 - n_{\text{в}}) = \\ = 0,5 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot 9,05 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,2) = 2,672 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Відносна густина газу [18]:

$$\rho_{\text{ГВ}} = \frac{\rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{н}}} = \frac{0,75}{1,293} = 0,580$$

Середній градієнт [18]:

$$W = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нш}}}{H - L_{\text{нш}}} = \frac{302,5 - 280}{750 - 20} = 0,0308 \text{ К/м,}$$

Дебіт [18]:

$$Q = \frac{Q_{\text{р}} \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{\text{пр}}} = \frac{20 \cdot 1000}{86400 \cdot 746,2} = 3,10 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с,}$$

Температурний градієнт потоку  $W_{\text{п}}$ ,

$$W_{\text{п}} = \frac{0,0034 + 0,79 \cdot W}{10^{\frac{Q}{20 \cdot D^{2,67}}}} = \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0308}{10^{\frac{3,10 \cdot 10^{-4}}{20 \cdot 0,154^{2,67}}}} = 0,028$$

Температура на гирлі свердловини [18]:

$$T_{\text{Г}} = T_{\text{пл}} - W_{\text{п}} \cdot H = 302,5 - 0,028 \cdot 750 = 281,5 \text{ К}$$

Псевдокритичні параметри тиск і температура [18]:

$$P_{\text{ср.кр}} = 4,892 - 0,4048 \cdot \rho_{\text{ГВ}} = 4,892 - 0,4048 \cdot 0,580 = 4,66$$

$$T_{\text{ср.кр}} = 94,717 + 170,8 \cdot \rho_{\text{ГВ}} = 94,717 + 170,8 \cdot 0,580 = 193,8$$

Приведений тиск [18]:

$$P_{\text{прив}} = \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{ср.пр}}} = \frac{2,672}{4,66} = 0,573$$

Температура на глибині спуску насоса [18]:

$$T_{Ln} = T_{\text{пл}} - W_{\text{п}} \cdot L = 302,5 - 0,028 \cdot 480 = 289,1 \text{ К}$$

Приведена температура [18]:

$$T_{\text{прив}} = \frac{T_{Ln}}{T_{\text{ср.кр}}} = \frac{289,1}{193,8} = 1,49$$

Коефіцієнт розчинності газу в нафті [18]:

$$\alpha_{\text{н}} = \frac{G_0}{P_{\text{н}} \cdot 10^6} = \frac{30}{9,05 \cdot 10^6} = 3,315 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$$

Газонасиченість при тиску на прийомі насоса [18]:

$$G'_0 = G_0 \cdot \left( \frac{P_{\text{пр}} - P_0}{P_{\text{н}} - P_0} \right)^{0,5} \text{ м}^3/\text{м}^3,$$

$$G'_0 = 30 \cdot \left( \frac{2,672 - 0,1}{9,05 - 0,1} \right)^{0,5} = 16,08 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Об'ємний коефіцієнт нафти та рідини при тиску на прийомі насоса [18]:

$$\beta_{\text{н}} = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot G'_0 = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 16,08 = 1,049$$

$$\beta_{\text{р}} = \beta_{\text{н}}(1 - n_{\text{в}}) + n_{\text{в}} = 1,049 \cdot (1 - 0,2) + 0,2 = 1,039$$

Об'ємна витрата рідини при тиску  $P_{\text{пр}}$  [18]:

$$Q_{\text{рпр}} = Q \cdot \beta_{\text{р}} = 3,10 \cdot 10^{-4} \cdot 1,039 = 3,22 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$$

Коефіцієнт надстисливості газу при  $P_{np}$  і  $TL_n$  [18]:

$$\begin{aligned} Z &= (0,4 \cdot \log T_{\text{прив}} + 0,73)^{P_{\text{прив}}} + 0,1 \cdot P_{\text{прив}} = \\ &= (0,4 \cdot \log 1,49 + 0,73)^{0,573} + 0,1 \cdot 0,573 = 0,935 \end{aligned}$$

Об'ємна витрата вільного газу в свердловині при  $P_{np}$  і  $TL_n$ , зведених до нормальних умов [18]:

$$\begin{aligned} V_r &= (G_0 - G'_0) \cdot \frac{Z \cdot T_{Ln} \cdot P_0}{T_0 \cdot P_{np}} \cdot Q \cdot (1 - n_B), \\ V_r &= (30 - 16,08) \cdot \frac{0,935 \cdot 283,5 \cdot 0,1}{273 \cdot 2,672} \cdot 3,10 \cdot 10^{-4} \cdot (1 - 0,2) = 1,58 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с} \end{aligned}$$

Газове число [18]:

$$R_r = \frac{V_r}{Q_{\text{рпр}}} = \frac{1,58 \cdot 10^{-4}}{3,22 \cdot 10^{-4}} = 0,491 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Коефіцієнт сепарації вільного газу при режимі нульової витрати рідини [18]:

$$\sigma_0 = 1 - \left( \frac{d_3}{D} \right) = 1 - \left( \frac{0,0498^2}{0,154} \right) = 0,984$$

де  $d_3$  - зовнішній діаметр насоса, м.

Відносну швидкість газових пухирців (зумовлена дією архімедової сили) приймаємо  $W_{\text{арх}} = 0,02$  м/с, оскільки  $n_B < 0,5$ .

Коефіцієнт сепарації на прийомі штангового насоса [18]:

$$\sigma_{\text{шт}} = \frac{\sigma_0}{1 + 1,05 \cdot \frac{Q_{\text{рпр}}}{W_{\text{арх}} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}}} = \frac{0,984}{1 + 1,05 \cdot \frac{3,22 \cdot 10^{-4}}{0,02 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,154^2}{4}}} = 0,515$$

Трубне газове число [18]:

$$R_{1r} = R_r \cdot (1 - \sigma_{\text{шт}}) = 0,491 \cdot (1 - 0,515) = 0,238$$

Максимальна швидкість газорідинної суміші [18]:

$$V_{max} = \frac{4 \cdot (Q_{ppp} + V_r)}{\pi \cdot d_{вкл}^2} = \frac{4 \cdot (3,47 + 4,78) \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 0,02^2} = 2,63 \text{ м/с}$$

Кінематична в'язкість рідини [18]:

$$\gamma_p = \frac{\mu_{нд}}{\rho_p} = \frac{4,11 \cdot 10^{-3}}{845,2} = 4,86 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$$

Число Рейнольдса [18]:

$$Re_{квл} = \frac{V_{max} \cdot d_{вкл}}{\gamma_p} = \frac{2,63 \cdot 0,02}{4,86 \cdot 10^{-6}} = 10823$$

За отриманим значенням числа Рейнольдса за графічною залежністю ( $z=f(Re)$ ) (рис. 2.6) визначаємо коефіцієнт витрати клапана  $\mu_{квл}=0,4$ .

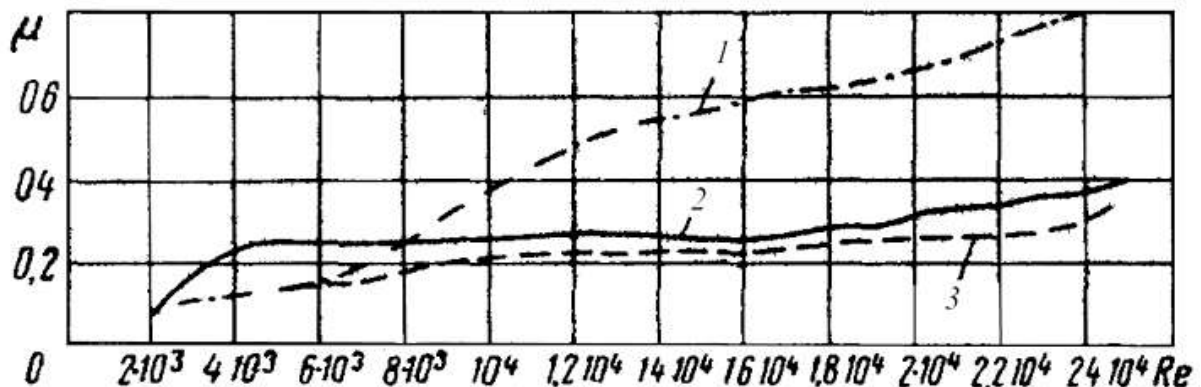


Рисунок 2.6 – Графік для визначення коефіцієнта витрати для різних клапанів штангових насосів:

- 1 – клапани заводу Д., 2 – клапани нормального виконання відкритого типу,  
3 – клапани нормального виконання закритого типу

Перепад тиску в клапані штангового насоса [18]:

$$\Delta P_{квл} = \frac{V_{max}^2}{2 \cdot \mu_{квл}^2} \cdot \rho_p = \frac{2,63^2}{2 \cdot 0,4^2} \cdot 845,2 = 1,83 \cdot 10^4 \text{ Па}$$

Тиск в циліндрі насоса при всмоктуванні [18]:

$$P_{\text{цв}} = P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{кл}} = 2,672 \cdot 10^6 - 1,83 \cdot 10^5 = 2,654 \cdot 10^6$$

де  $P_{\text{пр}}$  - тиск на прийомі насоса,

$\Delta P_{\text{кл}}$  - втрати тиску у всмоктувальному клапані.

Трубне газове число, приведене до нормальних умов [18]:

$$R_{1\Gamma'} = R_{1\Gamma} \cdot \frac{T_0 \cdot P_{\text{пр}}}{Z \cdot P_0 \cdot T_{Ln}} = 0,694 \cdot \frac{273 \cdot 2,672}{0,935 \cdot 0,1 \cdot 283,5} = 6,55 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Тиск насичення нафти газом з врахуванням сепарації, який відповідає трубному газовому числу [18]:

$$P_{\text{н}'} = R_{1\Gamma'} / \alpha_{\text{н}} = 6,55 / 3,315 \cdot 10^{-6} = 1,98 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

де  $\alpha_{\text{н}}$ — коефіцієнт розчинності газу в нафті в  $\text{м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$ .

Газонасиченість при тиску на гирлі свердловини  $P_2 = 10^5 \text{ Па}$  [18]:

$$G_{\text{огир}} = 3,315 \cdot 10^{-6} \cdot 10^5 = 0,332 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Газонасиченість при новому тиску насичення нафти газом [18]:

$$G_{\text{орн}'} = 3,315 \cdot 10^{-6} \cdot 1,98 \cdot 10^6 = 6,55 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

Тиск розвантаження за формулою Щурова (ккд газу  $\eta = 0,45$ ) [18]:

$$P_{\text{роз}} = 0,45 \cdot \left( G_0 - \frac{G_{\text{орн}'} + G_{\text{огир}}}{2} \right) \cdot P_0 \cdot 10^6 \cdot (1 - n_{\text{в}}) \cdot \ln \frac{P_{\text{н}'}}{P_{\Gamma}}$$

$$P_{\text{роз}} = 0,45 \cdot \left( 30 - \frac{6,55 + 0,332}{2} \right) \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,2) \cdot \ln \frac{1,98 \cdot 10^6}{10^5} =$$

$$= 2,85 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Гідравлічні втрати на тертя  $\Delta P$  при русі рідини в трубах визначаємо за формулою Дарсі-Вейсбаха [18].

Коефіцієнт гідравлічних опорів є функцією числа Рейнольдса [18]:

$$V = \frac{d_{пл}^2 - d_{шт}^2}{d_{нквт}^2 - d_{шт}^2} \cdot \frac{S \cdot n_{\phi}}{60} = \frac{0,032^2 - 0,022^2}{0,052^2 - 0,022^2} \cdot \frac{1,5 \cdot 12}{60} = 0,103 \text{ м/с}$$

де  $d_{нквт}$  – внутрішній діаметр НКТ;

$V$  – швидкість руху рідини у трубах при русі плунжера ввєрх;

$$Re = \frac{V \cdot d_{нквт}}{\gamma_p} = \frac{103 \cdot 10^{-3} \cdot 0,052}{4,86 \cdot 10^{-6}} = 1102$$

При  $0 < Re < 2320$  – ламінарний режим руху рідини.

Коефіцієнт гідравлічного опору (формула Стокса) [18]:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = \frac{64}{1102} = 0,0581$$

Гідравлічні втрати на тертя при русі рідини [18]:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{V^2 \cdot L \cdot \rho_p}{2 \cdot d_{нквт}} = 0,0581 \cdot \frac{(103 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 480 \cdot 845,2}{2 \cdot 0,052} = 2,37 \cdot 10^3 \text{ Па}$$

Тиск у трубах над плунжером [18]:

$$\begin{aligned} P_T &= \rho_p \cdot g \cdot L + P_T + \Delta P - P_{роз} = \\ &= 845,2 \cdot 9,81 \cdot 680 + 10^5 + 2,37 \cdot 10^3 - 2,85 \cdot 10^6 = 2,89 \cdot 10^6 \text{ Па} \end{aligned}$$

Об'ємна витрата витікання рідини через зазор плунжерної пари  $q_v$  [18]:

$$q_v = (1 + 1,5 \cdot c_e^2) \cdot \frac{\pi \cdot d_{пл} \cdot \delta^3 \cdot (P_T - P_{цв})}{12 \cdot \gamma_p \cdot \rho_p \cdot L_{пл}}$$

де  $\delta$  - зазор між плунжером і циліндром;  $\delta = 22,5 \cdot 10^{-6}$  м;

$c_e$  - відносний ексцентриситет;  $c_e = 0,5$  м;

$L_{пл}$  - довжина плунжера;  $L_{пл} = 1,2$  м;

$$q_B = (1 + 1,5 \cdot 0,5^2) \cdot \frac{3,14 \cdot 0,032 \cdot (22,5 \cdot 10^{-6})^3 \cdot (2,89 \cdot 10^6 - 2,654 \cdot 10^6)}{12 \cdot 4,86 \cdot 10^{-6} \cdot 845,2 \cdot 1,2} 0,63 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3/\text{с}$$

Коефіцієнт витікання рідини [18]:

$$l_B = \frac{q_B}{2 \cdot Q_{p,цв}} = \frac{0,63 \cdot 10^{-8}}{2 \cdot 2,41 \cdot 10^{-4}} = 1,31 \cdot 10^{-5}$$

Коефіцієнт наповнення насоса [18]:

$$\alpha_{нап} = \frac{1 - \kappa \cdot R_{1Г}}{1 + R_{1Г}} - l_B = \frac{1 - 0,15 \cdot 0,238}{1 + 0,238} - 1,31 \cdot 10^{-5} = 0,779$$

де,  $\kappa = 0,15$  – коефіцієнт, що характеризує частку шкідливого простору в насосі [18].

Коефіцієнт усадки рідини [18]:

$$\alpha_{ус} = 1/\beta_p = 1/1,039 = 0,962.$$

### 2.3.3 Механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки

Розрахунок коефіцієнта деформації штанг і труб виконується після визначення статичних навантажень, що діють на систему.

Статичні навантаження під час руху вверх [18]:

$$P_{ств} = P_{шт1} + P_{рід},$$

де  $P_{шт1}$  - навантаження, зумовлені вагою штанг у рідині;

$P_{рід}$  - навантаження, зумовлені вагою стовпа рідини [18];

$$P_{шт1} = P_{шт} \cdot K_{арх},$$

де  $P_{шт}$  - вага штанг у повітрі;

$K_{арх}$  - коефіцієнт плавучості штанг;

$\rho_{шт} = 7850 \text{ кг/м}^3$  - густина матеріалу, з якого виготовлені насосні штанги [18].

$$K_{арх} = 1 - \frac{845,2}{7850} = 0,892$$

де  $\rho_p$ - густина рідини.

$$P_{\text{шт}} = (L_1 \cdot q_1) + (L_2 \cdot q_2) = (210,8 \cdot 31,4) + (469,2 \cdot 23,5) = 1,7645 \cdot 10^4 \text{ Н},$$

$q$  – вага 1 м штанг з муфтою заданого діаметра, Н;

$$L_{\text{шт1}} = L_1 = 210,8 \text{ м}; q_1 = 31,4 \text{ Н}; L_{\text{шт2}} = L_2 = 469,2 \text{ м}; q_2 = 23,5 \text{ Н};$$

$$P_{\text{шт1}} = P_{\text{шт}} \cdot K_{\text{арх}} = 1,7645 \cdot 10^4 \cdot 0,892 = 1,574 \cdot 10^4$$

Навантаження стовпа рідини [18]:

$$P_p = F \cdot (P_T - P_{\text{цв}}) = 8,04 \cdot 10^{-4} \cdot (2,89 - 2,654) \cdot 10^6 = 1,897 \cdot 10^2 \text{ Н}$$

$$P_{\text{ств}} = P_{\text{шт1}} + P_{\text{рід}} = 1,574 \cdot 10^4 + 1,897 \cdot 10^2 = 1,593 \cdot 10^4 \text{ Н}$$

$$F = \frac{\pi \cdot d_{\text{пл}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,032^2}{4} = 8,04 \cdot 10^{-4}$$

Площа поперечного перерізу штанг [18]:

$$d_{\text{шт1}} = 0,022 \text{ м}; d_{\text{шт2}} = 0,019 \text{ м}$$

$$f_{\text{шт1}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{шт1}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,80 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

$$f_{\text{шт2}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{шт2}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,019^2}{4} = 2,83 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

$$f_{\text{шт}} = f_{\text{шт1}} + f_{\text{шт2}} = 3,80 \cdot 10^{-4} + 2,83 \cdot 10^{-4} = 6,63 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Пружна деформація штанг [18]:

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{P_p}{E_{\text{пр}}} \cdot \left( \frac{L_1}{f_{\text{шт1}}} + \frac{L_2}{f_{\text{шт2}}} \right) = \frac{189,7}{2 \cdot 10^{11}} \cdot \left( \frac{210,8}{3,80 \cdot 10^{-4}} + \frac{469,2}{2,83 \cdot 10^{-4}} \right) = 0,0021 \text{ м}$$

Пружна деформація труб [18]:

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{P_p \cdot L}{E_{\text{пр}}} \cdot \frac{1}{f_{\text{ш}}}$$

де  $f_m$  – площа поперечного перерізу (по металу) труб,  $\text{м}^2$

$$f_{\text{т}} = \frac{\pi \cdot (d_{\text{НКЗТ}}^2 - d_{\text{НКВТ}}^2)}{4} = \frac{3,14 \cdot (0,06^2 - 0,05^2)}{4} = 0,863 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

$$\lambda_{\text{т}} = \frac{P_p \cdot L}{E_{\text{пр}}} \cdot \frac{1}{f_{\text{ш}}} = \frac{189,7 \cdot 680}{2 \cdot 10^{11}} \cdot \frac{1}{0,863 \cdot 10^{-3}} = 0,00075 \text{ м}$$

$$\lambda = \lambda_{\text{ш}} + \lambda_{\text{т}} = 0,0021 + 0,00075 = 0,00285 \text{ м}$$

Дійсна довжина плунжера [18]:

$$S_{\text{пл}} = S - \lambda = 1,5 - 0,00285 = 1,497 \text{ м}$$

Коефіцієнт деформації штанг і труб [18]:

$$\alpha_{\text{д}} = S_{\text{пл}}/S = 1,497/1,5 = 0,998$$

Коефіцієнт подачі штангової насосної установки [18]:

$$\alpha_{\text{п}} = \alpha_{\text{д}} \cdot \alpha_{\text{нап}} \cdot \alpha_{\text{ус}} = 0,998 \cdot 0,779 \cdot 0,962 = 0,75$$

У результаті розрахунку технологічних, гідравлічних та механічних параметрів роботи свердловини було обґрунтовано вибір штангової насосної установки з насосом НВ1Б-32-30-15 та верстатом-качалкою 5СК-6-1,5-1600 для забезпечення проєктного дебіту 20 т/добу. Розрахований коефіцієнт подачі установки  $\alpha_{\text{п}} = 0,75$  свідчить про ефективну роботу обраного обладнання та відповідність його параметрів умовам експлуатації свердловини.

### *Висновок за технологічною частиною*

У технологічній частині проєкту виконано комплексне обґрунтування вибору конструкції вибою свердловини та підбір свердловинного обладнання для умов експлуатації продуктивного горизонту С-6 Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища.

На основі аналізу геологічних і колекторських характеристик пласта встановлено, що продуктивний горизонт складений переважно теригенними породами (пісковиками та алевролітами), для яких характерна схильність до винесення механічних частинок. Це обумовлює ризик утворення піщаних пробок, інтенсивного абразивного зношування насосного обладнання та погіршення умов експлуатації свердловини. У зв'язку з цим обґрунтовано вибір конструкції вибою з фільтром, зокрема керамічного типу, що забезпечує ефективне затримання механічних домішок, захист насосно-компресорного обладнання та збереження фільтраційних властивостей привибійної зони.

Проведено аналіз можливих типів свердловин та способів їх експлуатації. З урахуванням глибини свердловини (750 м), прогнозованого дебіту (20 т/добу), властивостей пластової рідини та зниження пластового тиску обґрунтовано застосування механізованого способу видобутку за допомогою штангової насосної установки. Прийнято до використання вставний насос типу НВ1Б-32-30-15 у поєднанні з верстатом-качалкою 5СК-6-1,5-1600, що забезпечує необхідну продуктивність, зручність монтажу та ремонтпридатність.

Виконані технологічні, гідравлічні та механіко-технологічні розрахунки дозволили визначити основні робочі параметри системи «пласт – свердловина – насос». Зокрема, встановлено оптимальні значення глибини спуску насоса, частоти ходів, параметрів штангової колони, гідравлічних втрат та умов газорідинного потоку. Отримані результати підтвердили працездатність обраної схеми експлуатації.

Розрахований коефіцієнт подачі штангової насосної установки  $\alpha_{п} = 0,75$  свідчить про достатньо високий рівень ефективності роботи системи та

узгодженість параметрів обладнання з умовами експлуатації свердловини. Також встановлено, що деформаційні втрати та гідравлічні втрати не мають критичного впливу на загальну продуктивність системи.

Запропоновані технічні рішення забезпечують надійну та ефективну експлуатацію свердловини, сприяють стабільному видобутку нафти, зменшенню ризику аварійних ситуацій і збільшенню міжремонтного періоду роботи обладнання, що в цілому підвищує техніко-економічну ефективність розробки родовища.

## **3 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

### *3.1 Загальні положення*

Під час проектування режимних параметрів роботи свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища необхідно забезпечити раціональне використання надр, безпечне ведення робіт та мінімізацію негативного впливу на навколишнє природне середовище. Основними завданнями охорони надр є забезпечення максимально повного вилучення вуглеводнів із пластів, запобігання передчасному обводненню та виснаженню покладів, збереження пластової енергії, недопущення міжпластових перетоків і втрат вуглеводневої сировини. Вимоги щодо раціонального використання надр регламентуються Кодекс України про надра [19] та Правилами розробки нафтових і газових родовищ [20].

При розробці родовища необхідно забезпечувати виконання комплексу технічних і організаційних заходів, спрямованих на охорону земель, атмосферного повітря, поверхневих та підземних вод, а також на запобігання аварійним ситуаціям і забрудненню довкілля. Відповідні вимоги визначаються Законом України «Про охорону навколишнього природного середовища» [21].

### *3.2 Заходи з охорони надр*

Згідно з вимогами Кодексу України про надра та Правил розробки нафтових і газових родовищ, користувачі надр зобов'язані забезпечувати повноту геологічного вивчення та раціональне використання запасів корисних копалин, а також запобігати їх необґрунтованим втратам [19, 20].

Для забезпечення раціональної експлуатації свердловини передбачається:

- дотримання встановлених технологічних режимів роботи свердловини;
- недопущення перевищення депресії на пласт понад допустимі значення;
- постійний контроль пластового, вибійного та гирлового тисків;

- контроль газового фактора та обводненості продукції;
- проведення систематичних гідродинамічних досліджень свердловини;
- забезпечення герметичності обсадних колон і цементного кільця;
- своєчасне виконання ремонтно-ізоляційних робіт при виявленні міжпластових перетоків;
- запобігання втратам газу і конденсату під час видобування та підготовки продукції [1].

Для запобігання порушенню природного стану надр необхідно:

- підтримувати технічну справність фонтанної арматури та наземного обладнання;
- проводити регулярний контроль технічного стану експлуатаційної колони;
- виконувати моніторинг можливих газопроявів і міжколонних тисків;
- застосовувати технологічні режими, які виключають руйнування привибійної зони пласта [1, 20].

### *3.3 Охорона атмосферного повітря*

Основними джерелами забруднення атмосферного повітря під час експлуатації свердловини є викиди природного газу через нещільності технологічного обладнання, продукти згоряння палива та можливі аварійні викиди вуглеводнів [21, 22].

Для зменшення впливу на атмосферне повітря передбачаються такі заходи:

- використання герметизованих систем збору та транспортування продукції;
- своєчасне виявлення та усунення витоків газу;
- застосування сучасної запірної арматури;
- проведення регулярного екологічного контролю викидів;
- недопущення факельного спалювання газу без виробничої необхідності вуглеводнів [21, 22].

Виконання зазначених заходів сприятиме зниженню втрат вуглеводневої сировини та зменшенню антропогенного навантаження на атмосферне повітря.

### *3.4 Охорона водних ресурсів*

При експлуатації свердловини існує ризик забруднення поверхневих і підземних вод пластовими водами, конденсатом та хімічними реагентами, що використовуються під час проведення технологічних операцій [21, 23].

Для захисту водних ресурсів необхідно:

- забезпечити надійну ізоляцію водоносних горизонтів обсадними колонами;
- здійснювати контроль якості цементування колон;
- обладнати виробничі майданчики водонепроникним покриттям;
- збирати виробничі стоки в герметичні ємності;
- не допускати скидання забруднених вод на рельєф місцевості;
- проводити періодичний моніторинг стану підземних вод [20, 21].

Особливу увагу слід приділяти контролю герметичності експлуатаційної колони та фонтанної арматури, оскільки їх пошкодження може спричинити потрапляння пластових флюїдів у водоносні горизонти [20, 21].

### *3.5 Охорона земельних ресурсів*

Можливими джерелами забруднення ґрунтів є аварійні розливи нафти, газового конденсату, пластових вод та паливно-мастильних матеріалів [21, 22].

Для мінімізації негативного впливу необхідно:

- утримувати територію свердловинного майданчика у належному санітарному стані;
- забезпечити обвалування резервуарів та технологічних ємностей;
- обладнати майданчик системою збору аварійних проливів;
- здійснювати оперативне очищення забруднених ділянок;

– проводити рекультивацію земель після завершення експлуатації свердловини [21, 24].

У разі виникнення аварійних розливів повинні бути виконані заходи з локалізації забруднення, збору нафтопродуктів та відновлення родючого шару ґрунту.

### *3.6 Поводження з виробничими відходами*

У процесі експлуатації свердловини утворюються промислові відходи, зокрема шлами, відпрацьовані мастильні матеріали, забруднені сорбенти та металобрухт. Поводження з ними повинно здійснюватися відповідно до вимог природоохоронного законодавства України та внутрішніх регламентів підприємства [21, 24].

Поводження з відходами повинно здійснюватися відповідно до вимог природоохоронного законодавства України. Відходи необхідно збирати роздільно, тимчасово зберігати у спеціально обладнаних місцях та передавати ліцензованим підприємствам для утилізації або знешкодження [21].

### *Висновки до розділу*

Запроектвані режимні параметри роботи свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища повинні забезпечувати раціональне використання запасів вуглеводнів, збереження природних властивостей пласта та безпечну експлуатацію свердловини. Реалізація комплексу природоохоронних заходів дозволить мінімізувати негативний вплив на атмосферне повітря, водні ресурси, ґрунти та забезпечить виконання вимог чинного законодавства України у сфері охорони надр і навколишнього природного середовища.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

### 4.1 Завдання з охорони праці

Охорона праці під час експлуатації нафтових свердловин є важливою складовою виробничої діяльності підприємств нафтогазової галузі. Основною метою є створення безпечних і нешкідливих умов праці, збереження життя та здоров'я працівників, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань та аварійних ситуацій. Організація робіт на об'єктах видобутку нафти повинна здійснюватися відповідно до вимог чинного законодавства України, зокрема [25], [26] та [27].

Під час експлуатації нафтових свердловин працівники піддаються впливу низки небезпечних та шкідливих виробничих факторів, серед яких механічні небезпеки від рухомих елементів обладнання, вплив електричного струму, шуму та вібрації, несприятливих метеорологічних умов, а також можливий контакт із горючими та токсичними речовинами. Особливу небезпеку становлять витіки нафти та попутного нафтового газу, які можуть спричинити пожежі або вибухи.

Основними завданнями охорони праці на свердловині є:

- забезпечення справного технічного стану обладнання;
- організація безпечного виконання виробничих операцій;
- забезпечення працівників засобами індивідуального захисту;
- проведення навчання, інструктажів та перевірки знань персоналу;
- контроль за станом виробничого середовища;
- запобігання аваріям, пожежам і вибухам;
- впровадження заходів щодо зниження рівня виробничих ризиків.

Згідно з вимогами [26], до обслуговування свердловин допускаються лише працівники, які пройшли відповідне навчання, медичний огляд та перевірку знань з питань охорони праці.

#### 4.2 Аналіз умов праці на об'єкті

Об'єктом дослідження є нафтова свердловина, обладнана штанговою насосною установкою (ШСНУ). Технологічний процес видобутку нафти за допомогою штангового насоса передбачає використання наземного приводу (верстата-гойдалки), колони насосних штанг та глибинного насоса. Робота обладнання супроводжується дією небезпечних виробничих факторів, що можуть негативно впливати на працівників.

До основних небезпечних факторів належать:

- механічні фактори: рухомі частини верстата-гойдалки; обертові елементи електропривода; можливість падіння інструменту під час ремонтних робіт; ризик травмування при монтажі та демонтажі обладнання;

- фізичні фактори: підвищений рівень шуму; вібрація від роботи насосної установки; підвищена або знижена температура навколишнього середовища; недостатня освітленість робочої зони; небезпека ураження електричним струмом [28];

- хімічні фактори: нафтопродукти; пари вуглеводнів; сірководень та інші шкідливі гази;

- пожежо- та вибухонебезпечні фактори: наявність легкозаймистих рідин; утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей; можливість виникнення статичної електрики.

#### 4.3 Розрахунок рівня шуму на робочому місці

За паспортними характеристиками насосної установки рівень шуму біля електропривода становить  $L = 82$  дБА.

Відповідно до вимог [29] допустимий рівень шуму для восьмигодинної зміни становить  $L_{\text{доп}}=80$  дБА. Визначимо перевищення нормативного значення:

$$\Delta L = L_{\text{доп}} - L, \text{ дБА}; \quad (4.1)$$

$$\Delta L = 82 - 80 = 2 \text{ дБА.}$$

Отриманий результат свідчить про перевищення допустимого рівня шуму на 2 дБА, тому працівники повинні використовувати протишумові навушники або вкладиші. Крім того, доцільно передбачити встановлення шумопоглинальних кожухів на приводі верстата-гойдалки.

#### *4.4 Розрахунок штучного освітлення робочого майданчика*

Для забезпечення безпечного виконання робіт у темний час доби необхідно організувати нормативне освітлення виробничого майданчика.

Площа майданчика:

$$S = 8 \times 6 = 48 \text{ м}^2.$$

Нормована освітленість для відкритих виробничих майданчиків відповідно до [30] приймається  $E_n = 30$  лк.

Необхідний світловий потік визначається за формулою:

$$F = \frac{E_n \cdot S \cdot K}{\eta}, \quad (4.2)$$

де  $K=1,5$  – коефіцієнт запасу, що враховує забруднення світильників та старіння джерел світла;

$\eta=0,4$  – коефіцієнт використання світлового потоку.

Підставляючи значення, отримуємо:

$$F = \frac{30 \cdot 48 \cdot 1,5}{0,4} = 5400 \text{ лм}$$

Отже, для забезпечення нормативної освітленості достатньо встановити два світлодіодні світильники світловим потоком по 3000 лм кожний.

#### *4.5 Організація безпечних та нешкідливих умов праці на робочому місці*

Безпечна експлуатація свердловини забезпечується шляхом реалізації комплексу організаційних та технічних заходів. Відповідно до вимог [25] та [26] працівники повинні проходити вступний, первинний, повторний та позаплановий інструктажі.

На робочому місці оператора необхідно забезпечити:

- безпечні проходи та підходи до обладнання;
- достатнє освітлення робочої зони;
- огороження рухомих частин верстата-гойдалки;
- справність електрообладнання та системи заземлення;
- наявність попереджувальних знаків безпеки;
- контроль параметрів технологічного процесу.

Під час виконання ремонтних робіт обладнання повинно бути відключене від джерел живлення з обов'язковим вивішуванням попереджувальних плакатів «Не вмикати – працюють люди». Такі заходи відповідають вимогам [28].

Працівники повинні бути забезпечені засобами індивідуального захисту:

- захисною каскою;
- спецодягом з вогнестійкими властивостями;
- захисним взуттям;
- захисними окулярами;
- діелектричними рукавичками;
- протишумовими навушниками;
- фільтруючими протигазами для роботи в умовах можливого виділення сірководню.

Важливим елементом безпечної організації праці є постійний контроль технічного стану обладнання. Планово-попереджувальні ремонти дозволяють своєчасно виявляти дефекти та запобігати аварійним ситуаціям.

#### *4.6 Заходи щодо поліпшення умов праці і підвищення безпеки працюючих на об'єкті*

Для підвищення рівня безпеки праці на свердловині доцільно реалізувати низку технічних та організаційних заходів.

До основних заходів належать:

- встановлення автоматичних газоаналізаторів для контролю концентрації сірководню та вуглеводнів;
- впровадження систем дистанційного моніторингу роботи насосної установки;
- модернізація системи освітлення;
- застосування шумозахисних кожухів;
- підвищення ефективності систем заземлення;
- проведення регулярних навчань з ліквідації аварійних ситуацій;
- використання сучасних засобів індивідуального захисту.

#### *4.5 Пожежна безпека*

Пожежна безпека під час експлуатації нафтових свердловин має першочергове значення через наявність значної кількості горючих речовин та можливість утворення вибухонебезпечних газоповітряних сумішей. Організація пожежної безпеки здійснюється відповідно до вимог [27], [31] та [32].

Основними причинами виникнення пожеж на свердловинах є:

- витоки нафти та газу;
- короткі замикання електрообладнання;
- порушення правил проведення вогневих робіт;
- накопичення статичних зарядів;
- несправність технологічного обладнання.

Для попередження пожеж необхідно:

- підтримувати герметичність обладнання;

- здійснювати контроль газового середовища;
- проводити періодичну перевірку електрообладнання;
- забезпечувати заземлення металевих конструкцій;
- обладнати об'єкт первинними засобами пожежогасіння;
- регулярно проводити протипожежні інструктажі.

Територія повинна бути оздоблена вогнегасниками з розрахунку відповідно до [32] один порошковий вогнегасник ВП-9 приймається на кожні 100 м<sup>2</sup> площі.

Крім вогнегасників, на території свердловини повинні бути розміщені пожежний щит, ящик із піском, лопати, багри та інший протипожежний інвентар. Під'їзди до об'єкта повинні утримуватися вільними для забезпечення безперешкодного доступу пожежно-рятувальної техніки.

#### *Висновок до розділу «Охорона праці»*

У розділі охорони праці проаналізовано умови експлуатації нафтової свердловини зі штанговою насосною установкою та визначено основні небезпечні й шкідливі виробничі фактори, серед яких механічні, фізичні, хімічні та пожежо- і вибухонебезпечні. Найбільш суттєвими ризиками є рухомі елементи обладнання, шум, можливі витіки нафтопродуктів і газів, зокрема сірководню.

Виконані розрахунки показали незначне перевищення допустимого рівня шуму на 2 дБА та підтвердили достатність прийнятого рішення щодо штучного освітлення з використанням двох світлодіодних світильників загальною потужністю 6000 лм.

Запропоновано комплекс організаційних і технічних заходів, спрямованих на підвищення безпеки праці, зокрема застосування засобів індивідуального захисту, систем газового контролю, дистанційного моніторингу та модернізацію освітлення і заземлення. Окремо визначено заходи пожежної безпеки та засоби попередження аварій.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі виконано проектування режимних параметрів роботи свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища та обґрунтовано вибір технологічного обладнання для ефективної експлуатації нафтового покладу горизонту С-6.

У результаті виконання роботи отримано такі основні результати:

1. Проведено аналіз геологічної будови Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища, встановлено особливості його стратиграфії, тектоніки та нафтогазоносності. Визначено, що продуктивний горизонт С-6 характеризується задовільними колекторськими властивостями та є перспективним об'єктом подальшої експлуатації.

2. Досліджено колекторські властивості пласта та фізико-хімічні характеристики пластових флюїдів. Встановлено, що горизонт С-6 має середню пористість 16 %, проникність  $396,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> і нафтонасиченість 60 %, а нафта є легкою, малов'язкою та малосірчистою.

3. Обґрунтовано вибір конструкції вибою свердловини та підібрано необхідне свердловинне обладнання з урахуванням геолого-технічних умов експлуатації родовища.

4. Виконано проектування режимних параметрів роботи свердловини та проведено механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки, що забезпечують стабільну та надійну роботу свердловини в умовах розробки покладу.

5. Розглянуто основні причини утворення асфальтосмолопарафінових відкладів та визначено заходи щодо запобігання їх негативному впливу на роботу свердловинного обладнання.

6. Запропоновано комплекс заходів з охорони надр і навколишнього середовища, спрямований на зменшення техногенного впливу на атмосферне повітря, водні та земельні ресурси під час експлуатації свердловин.

7. Розроблено заходи з охорони праці та пожежної безпеки, виконано оцінку виробничих факторів і запропоновано рішення щодо підвищення безпеки персоналу.

Запропоновані технічні та технологічні рішення забезпечують ефективну експлуатацію свердловини Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища та можуть бути використані при проєктуванні і вдосконаленні режимів роботи нафтових свердловин аналогічних родовищ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Бойко В. С., Бойко Р. В. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. Львів : Новий Світ–2000, 2021. 568 с.
2. Качмар Ю. Д. Обладнання нафтових і газових свердловин. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2008. 253 с.
3. Івацюта М. М., Федина В. О., Деніга Б. І., Арсірія Ю. О., Лазарук Я. Г. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 3. Львів, 1998. 274 с.
4. Poltava.to. Зачепилівське нафтогазоконденсатне родовище. URL: <https://poltava.to/news/42029/> (дата звернення: 27.05.2026).
5. Агентство місцевих доріг Полтавської області. Карта доріг. URL: <http://amd.pl.ua/karta-dorig> (дата звернення: 27.05.2026).
6. Про Загальнодержавну програму формування національної екологічної мережі України на 2000–2015 роки : Закон України від 21.09.2000 № 1989-III. URL: <https://www.president.gov.ua/documents/2862-iv-3176> (дата звернення: 27.05.2026).
7. Центральна геофізична обсерваторія імені Бориса Срезневського. Багаторічні зміни водного режиму річок України. URL: <http://cgo-sreznevskiy.kyiv.ua/uk/pro-tsho/publikatsii/publikatsii-spivrobotnykiv/27-knyhy-spivrobotnykiv/327-bagatorichni-zmini-vodnogo-rezhimu-richok-ukrajini> (дата звернення: 27.05.2026).
8. Всеосвіта. Гідрографія Полтавської області. URL: <https://vseosvita.ua/library/embed/01004qvy-b45c.doc.html> (дата звернення: 27.05.2026).
9. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ : навч. посіб. Полтава : ТОВ «Фірма «Техсервіс», 2020. 243 с.
10. Білецький В. С., Гайко Г. І., Орловський В. М. Нафтова свердловина // Велика українська енциклопедія. URL: <https://vue.gov.ua> (дата звернення: 27.05.2026).
11. Орловський В. М., Білецький В. С. Нафтогазова справа. Харків :

Фоліо, 2015. 412 с.

12. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи. Харків : Східний видавничий дім, 2010. 312 с.

13. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. 367 с.

14. Правила розробки нафтових і газових родовищ : наказ Міністерства екології та природних ресурсів України від 15.03.2017 № 118.

15. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Технологія видобування нафти. Львів : Новий Світ–2000, 2022. 308 с.

16. Методичні вказівки до практичних робіт з дисципліни «Технологія видобування нафти і газу» для студентів спеціальності 015 «Професійна освіта», освітня програма «Професійна освіта (Нафтогазова справа)». Харків, 2024. 52 с.

17. Довідник нафтовика / за ред. В. С. Бойка. Київ : Техніка, 2007. 620 с.

18. Методичні рекомендації до виконання курсового проекту з навчальної дисципліни «Технологія видобування нафти» для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / уклад. В. М. Орловський, І. О. Худяков, К. М. Палеева. Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. 44 с.

19. Кодекс України про надра : Закон України від 27.07.1994 № 132/94-ВР.

20. ГСТУ 41-00032626-00-016:2000. Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ. Порядок проведення. Київ, 2000.

21. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від 25.06.1991 № 1264-ХІІ.

22. Закон України «Про нафту і газ» від 12.07.2001 № 2665-ІІІ.

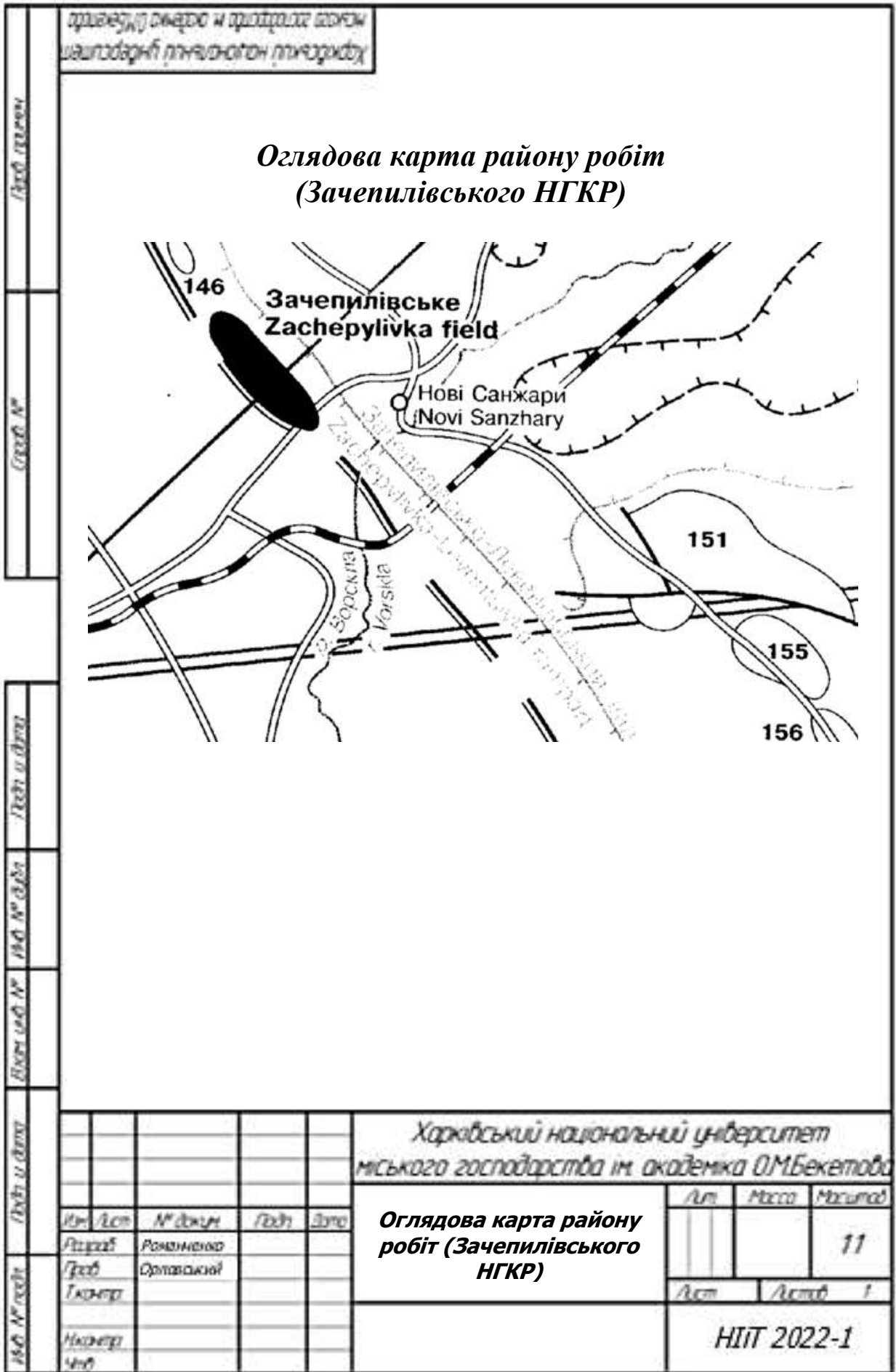
23. Орловський В. М., Білецький В. С. Основи нафтогазової інженерії. Київ : Центр учбової літератури, 2020. 356 с.

24. ДБН А.2.2-1:2021. Склад і зміст матеріалів оцінки впливу на довкілля. Київ : Мінрегіон України, 2021.

25. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-ХІІ.

26. НПАОП 11.1-1.16-23. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості : наказ Міністерства економіки України від 27.04.2023 № 2610.
27. Кодекс цивільного захисту України : Закон України від 02.10.2012 № 5403-VI.
28. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів.
29. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму.
30. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. Київ : Мінрегіон України, 2018.
31. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Київ : Мінрегіон України, 2017.
32. Правила пожежної безпеки в Україні : наказ Міністерства внутрішніх справ України від 30.12.2014 № 1417.

**ДОДАТОК А**  
**ГРАФІЧНА ЧАСТИНА**



				<i>Харківський національний університет міського господарства ім. академіка ОМ.Бекетова</i>		
				<b>Оглядова карта району робіт (Зачепилівського НГКР)</b>		
Лист	Лист	№ докум.	Різдв.	Лист	Маса	Масштаб
Лист	Лист	Розміщено				1:1
Лист	Лист	Орлявської				1
Лист	Лист					
				<b>НІТ 2022-1</b>		

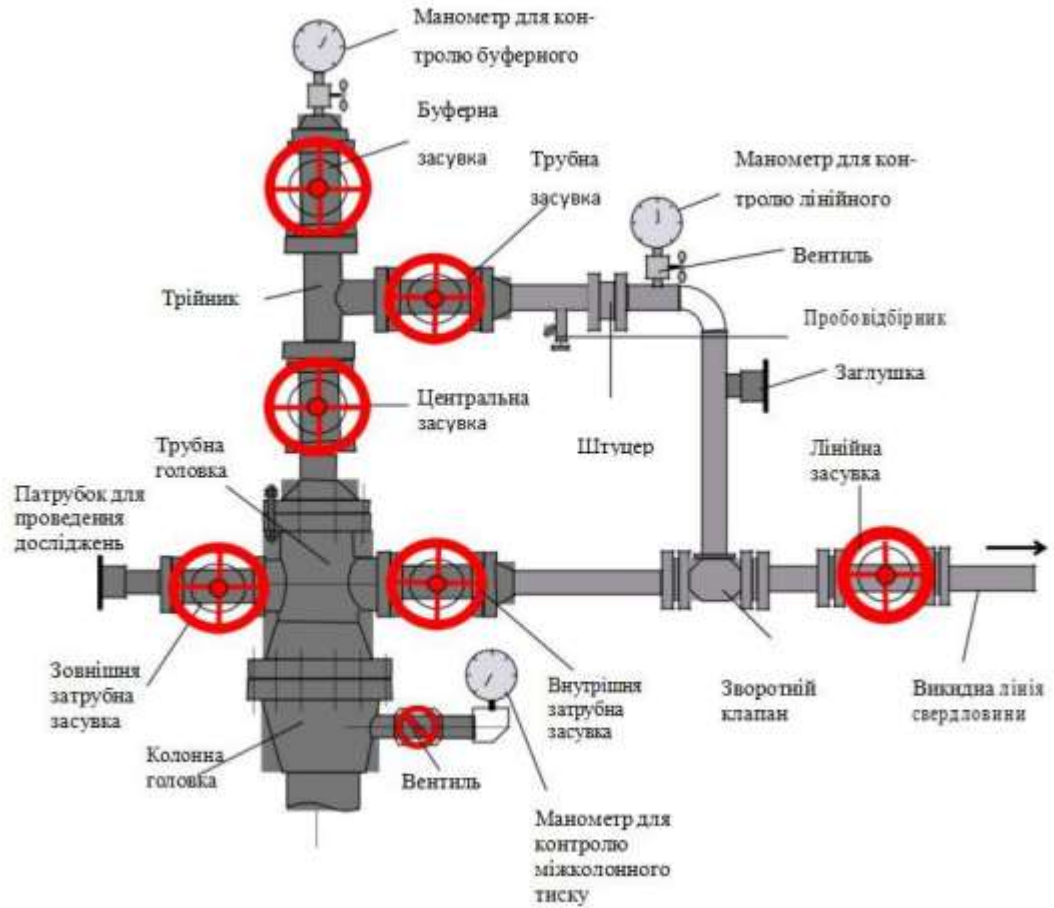






продовжувати розміри та призначення деталей  
на відповідні речовинно-технічні документи

### Схема обладнання гирла свердловини



Лист № \_\_\_\_\_  
Стор. № \_\_\_\_\_  
Лист № \_\_\_\_\_  
Лист № \_\_\_\_\_  
Лист № \_\_\_\_\_  
Лист № \_\_\_\_\_  
Лист № \_\_\_\_\_

Ім'я	Лист	№ докум.	Різд.	Дата
Лист	Розмір			
Лист	Орґанізація			
Лист				
Лист				

Харківський національний університет  
міського господарства ім. академіка ОМ Бекетова

**Схема обладнання  
гирла свердловини**

Лист	Рис.	Масштаб
		1:1

НІІТ 2022-1



