

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА
Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
до кваліфікаційної роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр»

на тему:

**«ПРОЄКТУВАННЯ РЕЖИМНИХ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ
СВЕРДЛОВИНИ ЛИМАНСЬКОГО
НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА»**

Виконав: студент 4 курсу,
група НІТ 2022-1
спеціальність 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Пивовар Іван Володимирович
(прізвище та ініціали)

Перевірив: канд. техн. наук, доц.

Орловський Віталій Миколайович
(прізвище та ініціали)

Рецензент: старший викладач

Палєсва Катерина Миколаївна
(прізвище та ініціали)

Харків
2026

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

Навчально-науковий інститут Енергетичної, інформаційної
та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

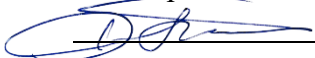
Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

Спеціалізація Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри нафтогазової
інженерії і технологій

 Ткаченко Р. Б.
« 25 » травня 2026 р.

Завдання

на дипломну роботу бакалавра

студента Пивовара Івана Володимировича

(прізвище, ім'я, по батькові)

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

затверджена наказом по університету від «11» травня 2026 р. №

2. Термін подання студентом закінченої роботи 16.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: геологічна інформація по Лиманському 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 (Лиманського НГКР) – 1 арк.;

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

5.3 Геологічний розріз Лиманського НКР (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.

6. Консультанти розділів роботи


Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Геологічна частина	доц. Орловський В. М.		
Технологічна частина	доц. Орловський В. М.		
Охорона надр і навколишнього середовища	доц. Орловський В. М.		
Охорона праці	доц. Абракітов В. Е.		

7. Дата видачі завдання «11» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання дипломної роботи бакалавра	11.05.2026 р.	
2	Розробка геологічної частини	11-20.05.2026 р.	
3	Розробка технологічної частини	21-31.05.2026 р.	
4	Розробка заходів з охорони надр і навколишнього середовища	05-08.06.2026 р.	
5	Розробка заходів з охорони праці	09-12.06.2026 р.	
6	Розробка графічного матеріалу	13-14.06.2026 р.	
7	Попередній захист дипломної роботи бакалавра	15.06.2026 р.	
8	Рецензування дипломної роботи бакалавра	16.06.2026 р.	
9	Здача закінченої дипломної роботи в ЕК	16.06.2026 р.	

Керівник



 підпис

(доц. Орловський В.М.)
 ПІБ

Студент-бакалавр



 підпис

(Пивовар І. В.)
 ПІБ

РЕФЕРАТ

Прізвище та ініціали студента: Пивовар І.В.

Назва роботи: Проектування режимних параметрів роботи свердловини Лиманського нафтогазоконденсатного родовища

Спеціальність (шифр і назва): 185 – Нафтогазова інженерія та технології

Місто, рік: Харків, 2026

Стор. **71** таблиць **8** рисунків **18** графічних креслень **7** джерел **16**

Ключові слова (заголовними літерами): Пласт, Свердловина, Нафтовіддача, Поклад, Обводненість, Проникність, Пластовий Тиск, Нафтонасиченість.

Мета роботи: закріплення знань, здобутих у процесі навчання за освітнім рівнем бакалавра, набуття навичок роботи з технічною літературою, проектною документацією, таблицями та фактичними матеріалами нафтогазовидобувних підприємств.

Основний зміст: розгляд геолого-промислового матеріалу по Лиманському НГКР; характеристик сучасного обладнання насосних свердловин: обладнання гирла, схеми і принцип роботи та характеристики штангового насосного устаткування, охорони надр навколишнього середовища, охорони надр.

Практичне значення роботи полягає у проектуванні режимних параметрів роботи свердловини на основі розрахунків параметрів роботи свердловини: технологічних, гідравліко-технологічних, механіко-технологічних для штангової насосної установки.

ЗМІСТ

ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	9
1.1 Загальні відомості про родовище	9
1.2 Орогідрографія	11
1.3 Стратиграфія	16
1.4 Тектоніка	17
1.5 Нафтогазоводоносність	19
1.6 Колекторські властивості пластів	22
1.7 Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів (нафта, газ, конденсат, вода)	23
Висновок до геологічної частини	27
РОЗДІЛ 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	28
2.1 Характеристика застосовуваного обладнання	28
2.2 Проектування режимних параметрів роботи свердловини	41
2.2.1 Розрахунок технологічних параметрів роботи свердловини	41
2.2.2 Гідравліко-технологічні розрахунки параметрів роботи свердловини	44
2.2.3 Механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки	49
Висновок до технологічної частини	51
РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	53
3.1 Буріння свердловин	53
3.2 Випробування свердловин	56
3.3 Експлуатація нафтових і газових родовищ	58
3.4 Консервація і ліквідація свердловин	61
Висновок до третього розділу	61
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ	63
4.1 Загальні організаційно-технічні вимоги	63

4.2 Правила безпеки під час експлуатації нафтових свердловин за допомогою ШСНУ	64
4.3 Пожежна безпека	65
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	67

ГРАФІЧНИЙ МАТЕРІАЛ

Оглядова карта району робіт (Лиманського НГКР)

Структурна карта продуктивного горизонту В-19

Геологічний розріз Лиманського НКР

Схема конструкції вибою свердловини

Схема обладнання гирла свердловини

Схема штангової свердловинної насосної установки

Схема свердловинного штангового насоса

ВСТУП

Нафтогазова промисловість є невід’ємною частиною будь-якої держави, оскільки забезпечує потреби населення, промисловості та енергетики у паливно-енергетичних ресурсах. Вона відіграє важливу роль у формуванні енергетичної безпеки держави, зменшенні залежності від імпорту енергоносіїв та підтриманні стабільного функціонування економіки.

Видобуток нафти і природного газу забезпечує роботу електростанцій, транспорту, промислових підприємств та комунального господарства. Крім того, продукція нафтогазової галузі використовується як сировина для хімічної промисловості, виробництва мастильних матеріалів, пластмас, добрив та багатьох інших продуктів.

Нафтогазова промисловість також має значний вплив на економічний розвиток держави завдяки створенню робочих місць, залученню інвестицій, розвитку інфраструктури та наповненню державного бюджету через податки й рентні платежі. Розвиток сучасних технологій буріння, видобутку і транспортування вуглеводнів сприяє науково-технічному прогресу та підвищенню конкурентоспроможності країни.

Для України нафтогазова галузь має особливе стратегічне значення, оскільки власний видобуток вуглеводнів дозволяє зміцнювати енергетичну незалежність держави та підвищувати стійкість економіки в умовах зовнішніх викликів.

Важливість обраної теми полягає у забезпеченні ефективного, безпечного та економічно доцільного видобутку нафти й газу. Правильно підібрані режимні параметри роботи свердловини – тиск, дебіт, температурний режим, швидкість відбору продукції та інші показники – безпосередньо впливають на стабільність роботи обладнання, продуктивність свердловини та тривалість її експлуатації.

Грамотне проектування дозволяє уникнути передчасного виснаження пласта, утворення водяних і газових проривів, накопичення рідини в стовбурі свердловини та інших ускладнень, що можуть призвести до зниження видобутку або аварійних ситуацій. Крім того, оптимізація режимів роботи сприяє

зменшенню енергетичних витрат і підвищенню рентабельності розробки родовищ.

Особливого значення ця тема набуває в умовах експлуатації виснажених або складних родовищ, де необхідний точний підбір технологічних параметрів для підтримання стабільного дебіту та максимально повного вилучення вуглеводнів із пласта.

В даній роботі було проведено проектування режимних параметрів роботи однієї з свердловин Лиманського НГКР.

На даному родовищі встановлена продуктивність верхньовізейських горизонтів В-15, В-16, В-18, В-19в, В-19н та турнейських горизонтів Т-Ів та Т-Ін нижнього карбону. Так як основні запаси вуглеводнів зосереджені в горизонті В-19, то саме він і був розглянутий в роботі.

Окрім цього в роботі було розглянуто не менш важливі розділи – охорону надр і навколишнього середовища та охорону праці. Оскільки нафтогазова промисловість негативно впливає на екологію, вважається галуззю з підвищеним рівнем небезпеки, то необхідно дотримуватись правил, які прописані в нормативно-правових актах нашої держави.

РОЗДІЛ 1 ГЕОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

1.1 Загальні відомості про родовище

Згідно з [1], родовище розташоване в Решетилівському районі Полтавської області на відстані 16 км від м. Решетилівка. У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах Зачепилівсько-Левенцівського структурного валу в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини.

В 1952 р. сейсмічними дослідженнями МВХ в породах кайнозою виявлена структурна тераса, а роботами 1963 р. встановлено підняття у відкладах мезозою [1]. Ці матеріали стали основою для обґрунтування пошукового буріння на нафту і газ. У 1967 р. при випробуванні свердловини 1 з верхньовізейського горизонту В-19 (інт. 1687–1699 м) отримано приплив газу дебітом 409 тис. м³/добу через діафрагму діаметром 10 мм. В наступному році родовище прийняте на Державний баланс.

В межах спецдозволу родовища (рис. 1.1) знаходяться села Потічок та Миколаївка.



Рисунок 1.1 – Топографічна карта місцевості

Поруч з родовищем проходить національна дорога Н-31 (Дніпро-Кобеляки-Решетилівка). Найближчою залізничною станцією є Решетилівка, розташована в селищі Покровське за 19 км від родовища.

Відповідно до [2], клімат Полтавської області є помірно-континентальним. Середня температура січня становить $-3,7\text{ }^{\circ}\text{C}$, липня – $+21,4\text{ }^{\circ}\text{C}$. Річна кількість опадів складає 480–580 мм, більшість із яких випадає влітку.

Погода області формується під впливом східних антициклонів, що приносять спеку влітку та холод узимку, а також вологих атлантичних повітряних мас. Для регіону характерні тумани, грози, ожеледь і хуртовини, рідше – град та суховії [3], [4].

Згідно з [5], за даними Світового банку, Полтавщина належить до областей України, де зміни клімату суттєво впливають на сільське господарство та економіку.

Видобування нафти, газу, конденсату на Лиманському родовищі, які згідно з постановою Кабінету Міністрів України від 12.12.1994 р. №827 «Про затвердження переліків корисних копалин загальнодержавного та місцевого значення» відносяться до корисних копалин загальнодержавного значення, ПАТ «Укрнафта» передбачає і в подальшому проводити своїм структурним підрозділом НГВУ «Полтаванафтогаз», яке має для цього всі необхідні матеріальнотехнічні, фінансові і кадрові ресурси [6].

Спецдозвіл на розробку родовища діє до 23.03.2037 р.

1.2 Орогідрографія

Згідно з [7], уся територія Полтавської області лежить у межах великої Східноєвропейської рівнини та охоплює дві її частини (рис. 1.2): невелику ділянку Придніпровської височини на правобережжі (з максимальною висотою 204,4 м) та Придніпровську низовину на лівобережжі. Своєю чергою, Придніпровська низовина поділяється на два рівні за висотою сектори: Полтавську підвищену рівнину (140–202 м) та безпосередньо Придніпровську терасову низовину (64–140 м).

Формування основних рельєфних особливостей регіону зумовлене тектонічними процесами в межах давньої Східноєвропейської платформи (рис. 1.3) та особливостями геологічної будови. Рівнинний характер ландшафту сформувався завдяки переважно слабким неотектонічним рухам та майже горизонтальному заляганню осадових порід [7].



Рисунок 1.2 – Рельєф Полтавської області



Рисунок 1.3 – Тектонічні структури в межах Полтавської області

В таблиці 1.1 наведено порівняльну характеристику Українського кристалічного щита і Дніпровсько-Донецької западини в межах Полтавщини [7].

Таблиця 1.1 – Порівняльна характеристика Укщ і ДДЗ в межах Полтавщини

Пункти плану	Укщ	ДДЗ
1. Вік структури	Докембрійський	Середній – верхній палеозой
2. Глибина залягання фундаменту (від...до)	+100...-500 м	-500...-1500 м (на бортах); до -15000 м (у грабені)
3. Переважний напрямок тектонічних рухів	Стійкі слабкі й помірні підняття	Опускання з періодами піднять
4. Склад гірських порід	Метаморфічні, магматичні, малопотужний осадовий чохол	Переважно осадові
5. Найважливіші корисні копалини	Залізна руда, граніт (фундамент). Мергель, глини (осадовий чохол)	Нафта, газ, газовий конденсат, торф, буре вугілля, пісок, глина, мінеральні фарби, суглинки
6.Інтенсивність неотектонічних рухів	+100...110 м	+120...150 м (місцями до +200 м)
7. Які форми рельєфу відповідають, та їх висота (від...до)	Схил Придніпровської височини: 204-150 м, у долині Дніпра – до 64 м	Придніпровська низовина: знижена частина (64...140 м); Полтавська рівнина 140...202 м

Різний геологічний вік, походження та особливості розвитку Українського щита (УкЩ) і Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) спричинили відмінності у поширенні геологічних порід, корисних копалин та формуванні рельєфу території. Розміщення мінерально-сировинних ресурсів безпосередньо пов'язане з геологічною будовою області. На території Полтавщини розвідано близько 300 родовищ корисних копалин [7].

Із кристалічним фундаментом Українського щита пов'язані поклади рудних і нерудних корисних копалин. Серед рудних найбільше значення мають родовища Кременчуцького залізорудного району, який простягається вузькою смугою вздовж річки Псел. У його межах розташовані Горішньо-Плавнинське, Лавриківське, Єристівське, Біланівське та Галещинське родовища залізної руди. Магнітну аномалію, спричинену цими покладами, у 1924–1930 роках досліджував геофізик А. О. Строна [7].

Поклади залізної руди пов'язані з породами кристалічного фундаменту північно-східного схилу Українського щита, які занурюються під осадові відклади на глибину від 20 до 630 м. Видобуток руди відкритим способом здійснюють Полтавський та Єристівський гірничо-збагачувальні комбінати [7].

До нерудних корисних копалин, пов'язаних з УкЩ, належать родовища будівельної сировини – гранітів, мігматитів, гранодіоритів і гранітогнейсів.

Дніпровсько-Донецька западина є відносно молодого тектонічною структурою, що сформувалася в палеозойську еру.

Відповідно до рис. 1.3, Полтавська область розташована в межах Дніпровсько-Донецької западини, яка характеризується складною геологічною структурою. У межах області в її будові виділяють відносно пологий південно-західний борт та занурену центральну частину, що відокремлена системою розломів. Межа між грабеном западини та її південно-західним бортом проходить уздовж лінії Пирятин – Хорол – Білики й приблизно збігається з глибиною залягання кристалічного фундаменту на рівні близько 1500 м [7].

У районі м. Полтава, що знаходиться в межах западини, кристалічний фундамент залягає на глибині близько 12 км. За геофізичними дослідженнями найбільше його занурення, до 15 км, спостерігається у східній частині області, зокрема в Карлівському районі. Геологічна будова території ускладнюється проявами соляної тектоніки. Значні поклади кам'яної солі сформувалися в лагунних умовах теплих морів девонського та пермського періодів [7].

Саме Лиманське НГКР знаходиться в межах Придніпровської низовини.

Надра Дніпровсько-Донецької западини багаті на паливно-енергетичні ресурси, які є одним із головних природних багатств регіону. На території Полтавщини поширені природний газ, нафта, буре вугілля та торф. Ці корисні копалини використовуються як паливо, а також як сировина для хімічної промисловості – як у природному вигляді, так і після відповідної переробки [7].

Починаючи з 1975 року, в області спостерігається поступове скорочення видобутку нафти та природного газу, що пов'язано з виснаженням найбільш доступних і продуктивних покладів. У 2015 році в області було видобуто близько 168 тис. т нафти, 428 тис. т газового конденсату та понад 8,3 млрд м³ природного газу. Частка Полтавщини у загальноукраїнському видобутку природного газу та газового конденсату перевищує 40 %, що забезпечує їй перше місце серед регіонів України. За обсягами нафтовидобутку область посідає третю позицію після Сумської та Чернігівської областей [7].

Основна кількість родовищ вуглеводнів зосереджена у північних і східних районах області. Для північно-західної частини Полтавщини більш характерні нафтові родовища, тоді як на південному сході переважають газові та газоконденсатні поклади [7].

Серед усіх типів вуглеводневих родовищ найбільш поширеними є газоконденсатні. Значно рідше трапляються нафтогазоконденсатні та нафтогазові родовища. Полтавська нафта характеризується невисоким вмістом парафінів, хоча подекуди відзначається підвищеною смолистістю. За своїми властивостями

вона добре підходить для виробництва напівпродуктів органічного синтезу. Крім того, нафта родовищ області містить незначну кількість сірки, а природний газ – мінімальний вміст сірководню, що зменшує кількість шкідливих домішок [7].

Найглибшою свердловиною регіону нині є свердловина №17 Семиренківського родовища, глибина якої становить 6750 м.

Щодо гідрографії, то в області площа земель, вкритих водою, становить 1488 км², що дорівнює 5,18 % території області. Із цієї площі найбільшу частку займають штучні водойми – 1313 км². Площа річок і струмків складає приблизно 103 км², а озер – 51,4 км².

Згідно з [8], місцеві водні ресурси річок Полтавщини у рік із середнім рівнем водності оцінюються у 1940 млн м³. У маловодний рік із забезпеченістю 75 % цей показник зменшується до 1310 млн м³, а в дуже посушливий рік із забезпеченістю 95 % – до 760 млн м³.

У середньоводний рік з кожного квадратного кілометра території області формується близько 82 тис. м³ поверхневого стоку. Для порівняння, середній показник по Україні становить 83 тис. м³, а у світі – близько 268 тис. м³. За обсягами місцевого стоку область посідає 12 місце серед регіонів України [8].

Водночас вирішальне значення для водозабезпечення господарства області має транзитний стік Дніпро. Саме тому загальний обсяг водного стоку на території Полтавщини, який включає місцеві та транзитні води, досягає 51,5 км³ щорічно. За цим показником область займає 4 місце серед областей України [8].

Безпосередньо на території спецдозволу родовища знаходиться ставок, назва якого невідома, на відстані 3,5 км протікає річка Говтва.

1.3 Стратиграфія

У геологічній будові Лиманського родовища (рис. 1.4) приймають участь породи девонської, кам'яновугільної, тріасової, юрської, палеогенової, неогенової і антропогенової систем, що залягають на докембрійському кристалічному фундаменті [6].

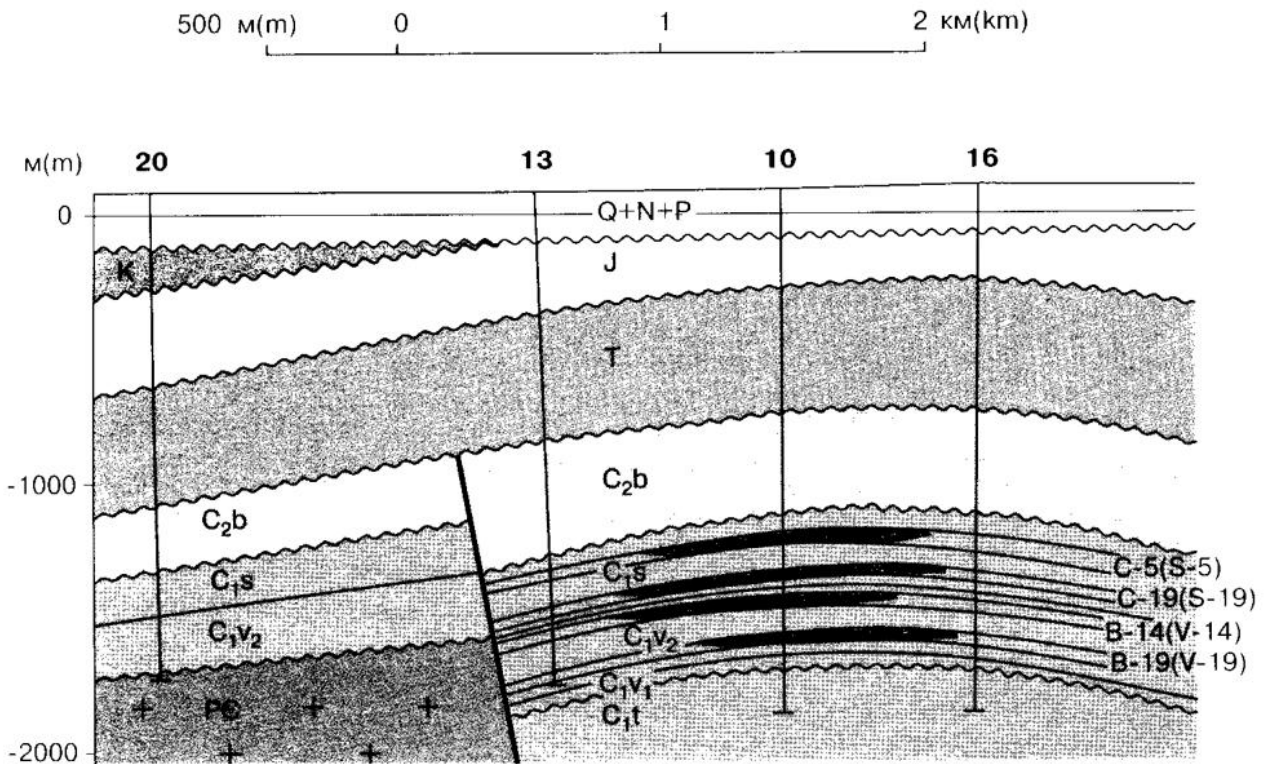


Рисунок 1.4 – Геологічний розріз родовища

У візейських відкладах (горизонт В-19) по ізогіпсі – 1575 м Лиманське підняття має розміри 2,9x1,1 км і амплітуду близько 50 м, Західно-Лиманське по ізогіпсі – 1600 м 1,4x0,5 км і амплітуду до 40 м. Потічанська брахіантикліналь є крайньою північно-західною структурою родовища. Розміри її в межах ізогіпси – 1675 м 3,1x1,1 км.

1.4 Тектоніка

У тектонічному відношенні, згідно з [6], родовище є частиною Голубівсько-Зачепилівського структурного валу центральної частини південної прибортової зони ДДз (рис. 1.5). Лиманське родовище пов'язане з двома малоамплітудними брахіантикліналями північно-західного простягання: Лиманською та Західно-Лиманською.

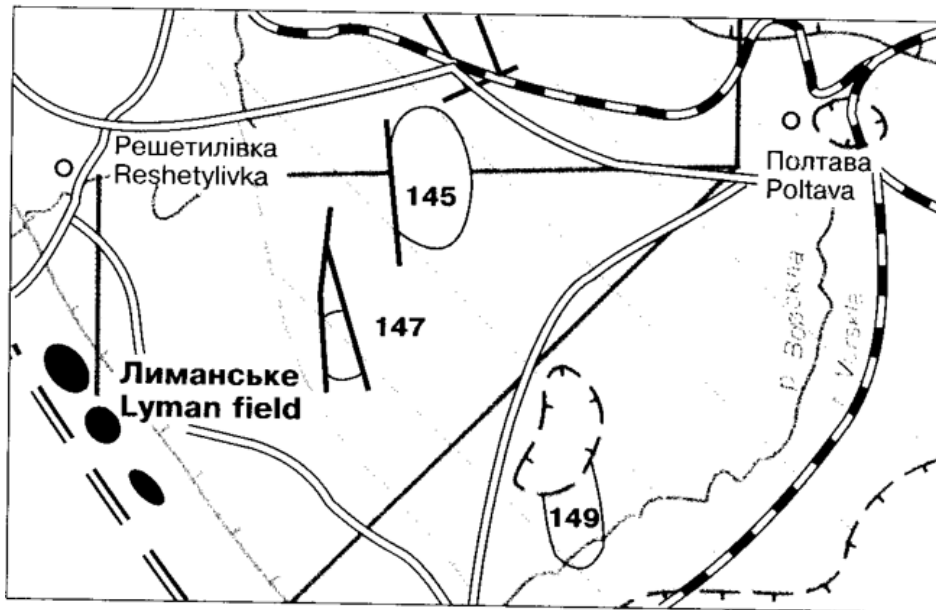


Рисунок 1.5 – Тектонічна карта місцевості

На родовищі встановлена продуктивність верхньовізейських горизонтів В-15, В-16, В-18, В-19в, В-19н та турнейських горизонтів Т-Ів та Т-Ін нижнього карбону (рис. 1.6). Всі поклади, виявлені у верхньовізейських відкладах, пластові, склепінні, подекуди літологічно та тектонічно обмежені або екрановані. Поклади пов'язані з пластами пісковиків та алевролітів відносно невеликої товщини, які часто не витримані по площі. Поклади турнейського ярусу стратиграфічно екрановані та пов'язані з карбонатними відкладами з перешаруванням пісковиків та алевролітів [6].

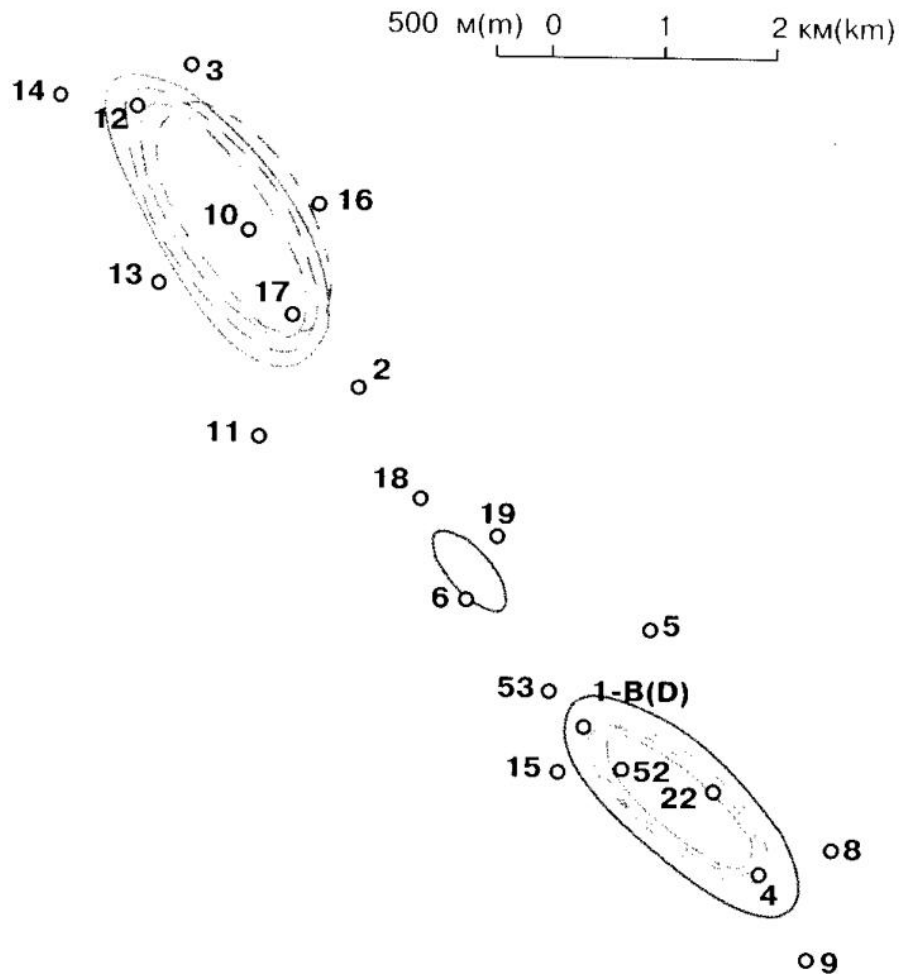


Рисунок 1.6 – Схема зіставлення контурів покладів

1.5 Нафтогазоводоносність

Пошуковими свердловинами, згідно з [1], виявлено такі поклади: газоконденсатні (горизонтів В-16, В-18) і нафтовий з газовою шапкою (В-19) в межах Лиманського підняття, нафти (В-19) – Західно-Лиманського і газоконденсатні (С-5, С-19, В-14, і В-19) – Потічанського підняття. Скупчення нафти і газоконденсату пластові склепінні. *Основні запаси вуглеводнів містяться у горизонті В-19, тому далі, в технологічній частині, проєктування буде проводитись саме по ньому.* На рисунку 1.7 наведено структурну карту покрівлі продуктивного горизонту В-19.

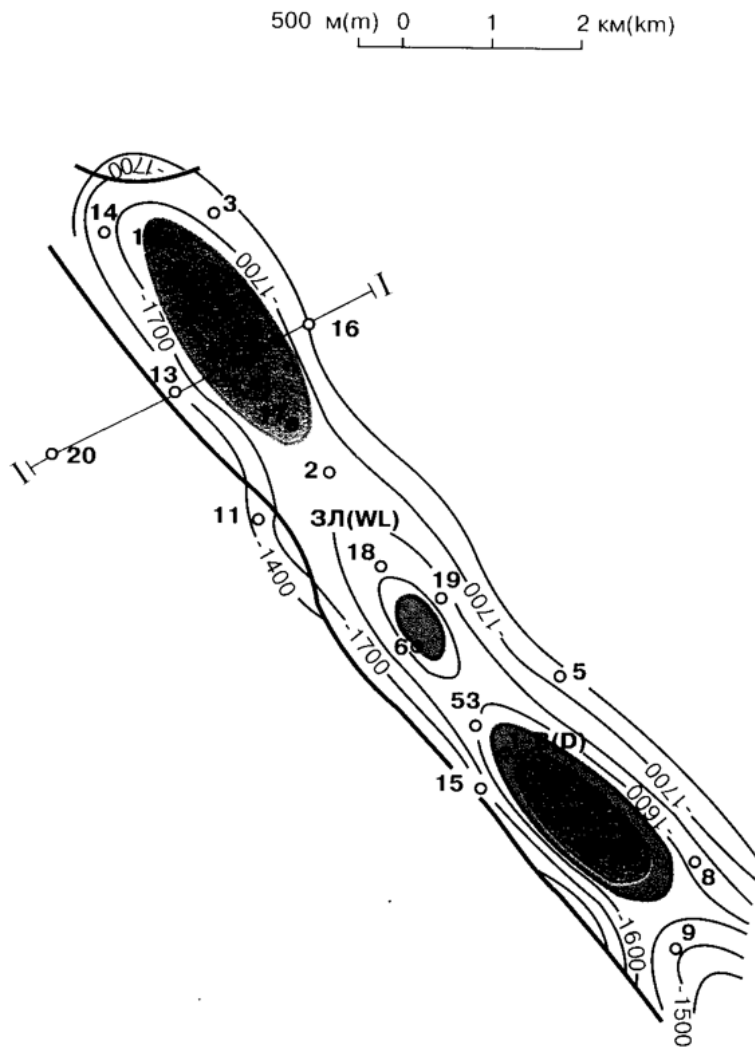


Рисунок 1.7 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-19

Розробка родовища розпочалася в 1968 р. свердловиною 1 видобутком нафти з покладу горизонту В-19 Лиманського підняття. Газова частина цього вуглеводневого скупчення почала розроблятися свердловинами 22 і 52 у 1980 р. З 1969 по 1975 р. свердловиною 6 проводився відбір нафти з покладу Західно-Лиманської структури. Розробка газоконденсатних покладів Потічанського підняття розпочалась у 1980 р., для чого у розрізі було виділено чотири експлуатаційні об'єкти: горизонтів В-19, В-14, С-19 і С-5. Нафтові скупчення розроблялися двома свердловинами в режимі розчиненого газу, газоконденсатні – чотирма свердловинами в газовому та газоводонапірному [1].

За єдиними останніми даними, які є у відкритому доступі, станом на 01.01.2019 р. у фонді Лиманського родовища, відповідно до [6], 13 свердловин.

Нафтовий фонд нараховує 10 свердловин, з них: експлуатаційних 4, спостережних - 1, ліквідовано - 5. Газовий фонд нараховує 2 свердловини (спостережні). Поглинальних - 1 свердловина.

Дані Державного балансу запасів України станом на 01.01.2019 р. поточні запаси вуглеводнів Лиманського родовища наведені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Запаси вуглеводнів Лиманського родовища станом на 01.01.2019 р.

Корисна копалина, супутній компонент	Одиниця виміру	Категорія запасів	Поточні запаси станом на 01.01.2019						з невизначеним промисловим значенням
			загальні	балансові		позабалансові		332	
				досто-вірні	вірогідні				
				Код класу					
111	121	122	221	222					
Нафта	тис. т	C ₁	458	60			398		
		C ₂	65			4		61	
У т.ч. за межами спецдозволу по категорії C ₁ : загальні – 1 тис. т, 221 – 1 тис. т; По категорії C ₂ : загальні 14 тис. т, 122 – 1 тис. т, 222 – 13 тис. т									
Газ, розчинений у нафті	млн м ³	C ₁	25	4			21		
		C ₂	5			1		4	
У т.ч. за межами спецдозволу по категорії C ₂ : загальні – 1 млн. м ³ , 222 – 1 млн. м ³									
Газ вільний	млн м ³	C ₁	171	51	48		72		
		C ₂	111			93		18	
		C ₂ *	13						13
Конденсат	тис. т	C ₁	6		1		5		
		C ₂	4			2		2	
		C ₂ *	1						1
Етан у розчиненому газі	тис. т	C ₁	2	1			1		
Пропан у розчиненому газі	тис. т	C ₁	1				1		
Бутани у розчиненому газі	тис. т	C ₁	1	1					

Продовження таблиці 1.2

Етан у вільному газі	тис. т	C ₁	8	2	2		4		
		C ₂	5			4			
		C ₂ *	1						
Пропан у вільному газі	тис. т	C ₁	4	1	1		2		
		C ₂	2			2			
Бутани у вільному газі	тис. т	C ₁	1	1					
Гелій у вільному газі	тис. м ³	C ₁	111	35	26		50		
		C ₂				57			
		C ₂ *	13						13

На Державному балансі запасів України числяться перспективні ресурси категорії С₃ (код класу 333) в кількості 55 тис т нафти та 45 млн м³ вільного газу.

Станом на 01.01.2019 р. з родовища видобуто 92 тис. т нафти, 17 млн м³ нафтового газу, 41 млн м³ вільного газу та 2 тис. т конденсату. Балансові запаси вільного газу реалізовано на 29,29 % (категорія С₁), конденсату - на 66,67 % (категорія С₁), нафти - на 60,53 % (категорія С₁). Поточний коефіцієнт нафтовилучення складає 0,167, газовилучення - 0,193, конденсатовилучення - 0,250.

1.6 Колекторські властивості пластів

Оцінка колекторських властивостей є необхідною на всіх етапах освоєння родовища – від геологорозвідки до проектування системи розробки свердловин. Від цих параметрів залежать дебіт свердловини, вибір технології видобутку, потреба у впливі на пласт та загальна ефективність експлуатації покладу. Саме тому породи з високою пористістю та проникністю вважаються найбільш перспективними колекторами для накопичення й видобутку вуглеводнів.

Колектори родовища, відповідно до [1], складені різнозернистими пісковиками з високими ємнісно-фільтраційними властивостями.

Тип колекторів – пори.

В таблиці 1.3 наведено характеристику колекторських властивостей продуктивного горизонту В-19.

Таблиця 1.3 – Характеристика колекторських властивостей продуктивного горизонту В-19

	Параметри	Проникність, мкм ² · 10 ⁻³	Пористість, %	Початкова газонасиченість, %
За геофізичними дослідженнями	Кількість свердловин	2		
	Середнє значення	25	17	71
	Інтервал зміни	-	11÷22	71
Прийняті значення		25	17	71

1.7 Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів (нафта, газ, конденсат, вода)

Фізико-хімічні властивості пластових флюїдів мають велике значення під час розробки нафтових і газових родовищ, оскільки саме вони визначають поведінку газу, нафти та пластової води в умовах пласта і під час руху до поверхні. До пластових флюїдів належать природний газ, нафта, конденсат і пластові води, які перебувають під високими тисками та температурами і взаємодіють між собою та з породою-колектором.

Найважливішими характеристиками є густина, в'язкість, стисливість, газовміст, фазовий стан і хімічний склад флюїдів. В'язкість визначає рухливість нафти або конденсату в пласті: чим вона менша, тим легше флюїд рухається до свердловини. Густина впливає на гідростатичний тиск і умови підйому продукції на поверхню. Для природного газу важливими є коефіцієнт стисливості, вміст важких вуглеводнів та температура конденсації, оскільки вони впливають на процес випадіння конденсату в пласті та трубопроводах.

Хімічний склад пластових флюїдів також має велике практичне значення. Наявність сірководню, вуглекислого газу, солей або механічних домішок може викликати корозію обладнання, утворення гідратів, сольових відкладів і

ускладнення під час експлуатації свердловин. Саме тому фізико-хімічні властивості враховуються при виборі технології видобутку, підготовки продукції, транспортування та методів підтримання пластового тиску.

Розглянемо характеристики газу, нафти, конденсату та води, визначені при розробці горизонту В-19.

Таблиця 1.4 – Характеристика природних газів по горизонту В-19

Індекс горизонту	Відносна густина	Потенціальний вміст стабільного конденсату, $1 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$	Склад газу, об'ємних %										
			CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀		C ₅ H ₁₂		H ₂ S	CO ₂	N ₂	He
						n	i	n	i				
Лиманське підняття													
В-19	0,663	35,9	86,04	5,97	2,14	0,69	0,27	0,28	-	-	-	3,24	-
Потічанське підняття													
В-19	0,606	53,2	92,76	3,67	0,83	0,28	0,16	0,16	-	-	0,82	1,24	0,01

Таблиця 1.5 – Характеристика нафт по горизонту В-19

Індекс горизонту	Густина, кг/м ³		В'язкість		Температура, К		Вихід фракцій при К, об'ємних %		Вміст, масових %				Тип нафти
	пластової	дегазованої	пластової	дегазованої	застигання	Початку кипіння	373-423	523-573	парафіни	смоли	асфальтени	сірка	
Лиманське підняття													
В-19	689	831	3,14	6,2	276	371	24,4	33	2,05	4,14	0,0157	0,06	ІТ ₁ П ₂
Західно-Лиманське підняття													
В-19	753	826	1,87	-	280	367	23	31	1,94	2,7	0,04	0,06	ІТ ₁ П ₂

Таблиця 1.6 – Характеристика конденсатів по горизонту В-19

Індекс горизонту	Молекулярна маса	Густина, кг/м ³	Початок кипіння	Вихід фракцій при К, об'ємних %		
				373-423	423-473	523-573
Потічанське підняття						
В-19	105	764	310	72	16/24	5,57

Таблиця 1.7 – Характеристика пластових вод по горизонту В-19

Індекс горизонту	Тип води за Суліним	Мінералізація, г/кг	Густина, кг/м ³	Na/Cl	Мікрокомпоненти, мг/л				
					J	Br	B	K	NH ₄
Потічанське підняття									
В-19	ClCa	$\frac{145}{202,6}$	1120	$\frac{0,71}{0,79}$	$\frac{13,88}{19,71}$	$\frac{18,94}{221,9}$	$\frac{0,6}{10}$	-	67,96

Висновок до геологічної частини

Лиманське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в межах Решетилівського району Полтавської області, приблизно за 16 км від міста Решетилівка. У тектонічному плані родовище приурочене до Зачепилівсько-Левенцівського структурного валу, який знаходиться в центральній частині південної прибортової зони Дніпровсько-Донецька западина.

Поклади, встановлені у верхньовізейських відкладах, переважно є пластовими та склепінними, а в окремих випадках мають літологічне або тектонічне обмеження чи екранування. Вуглеводневі скупчення пов'язані з пластами пісковиків і алевролітів невеликої потужності, які характеризуються нестійким поширенням по площі. Поклади турнейського ярусу мають стратиграфічне екранування та приурочені до карбонатних порід із прошарками пісковиків і алевролітів.

Колекторські породи родовища представлені різнозернистими пісковиками, для яких характерні високі ємнісно-фільтраційні показники. Основні запаси вуглеводнів зосереджені у продуктивному горизонті В-19, тому саме його параметри були взяті за основу для подальших проектних розрахунків і аналізу.

Колектори горизонту належать до порового типу. Середнє значення пористості становить близько 17 %, проникність – $25 \cdot 10^{-3}$ мкм², а початкова нафтогазонасиченість досягає 71 %.

У процесі дослідження також були визначені основні фізико-хімічні характеристики нафти. В'язкість пластової нафти для Лиманського та Західно-Лиманського підняття становить відповідно 3,14 і 1,87 мПа·с, а кінематична в'язкість дегазованої нафти – $6,2 \cdot 10^{-6}$ м²/с. Саме подолання в'язкісного опору потребує значної частини пластової енергії під час руху рідини в пласті. Вміст парафіну складає 2,05 та 1,94 %, асфальтенів – 0,0157 і 0,04 %, а смол 4,14 та 2,7 % відповідно. Ці компоненти здатні накопичуватися у привибійній зоні пласта, на внутрішніх поверхнях обладнання та трубопроводів, утворюючи асфальтосмолопарафінові відкладення.

РОЗДІЛ 2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Характеристика застосовуваного обладнання

Припинення або недостатня ефективність фонтанного способу видобутку нафти, згідно з [9], зумовили необхідність впровадження альтернативних методів піднімання продукції на поверхню. На початкових етапах використовували механічні способи видобутку, серед яких колодязний метод, підйом рідини желонкою та поршнювання. Саме ці технології стали основою для подальшого створення сучасних свердловинних насосних систем.

Сьогодні для експлуатації нафтових свердловин застосовують широкий спектр насосного обладнання, зокрема штангові глибинні насоси (ШГН), електровідцентрові насоси (ЕЦН), електрогвинтові насосні установки, діафрагмові, електродіафрагмові та гідропоршневі насоси [9].

Особливістю штангової глибинної насосної установки є використання у свердловині плунжерного насоса, робота якого забезпечується наземним приводом через колону насосних штанг. До складу ШГНУ (рис. 2.1) входять три основні групи обладнання. *Наземна частина* представлена верстатом-качалкою, редуктором, електродвигуном та блоком керування. *Гирлове обладнання* забезпечує герметизацію та контроль роботи свердловини. *Підземний комплекс* включає насосно-компресорні труби, насосні штанги, штанговий глибинний насос, а також допоміжні захисні пристрої, призначені для підвищення надійності та ефективності експлуатації установки в складних виробничих умовах [9].

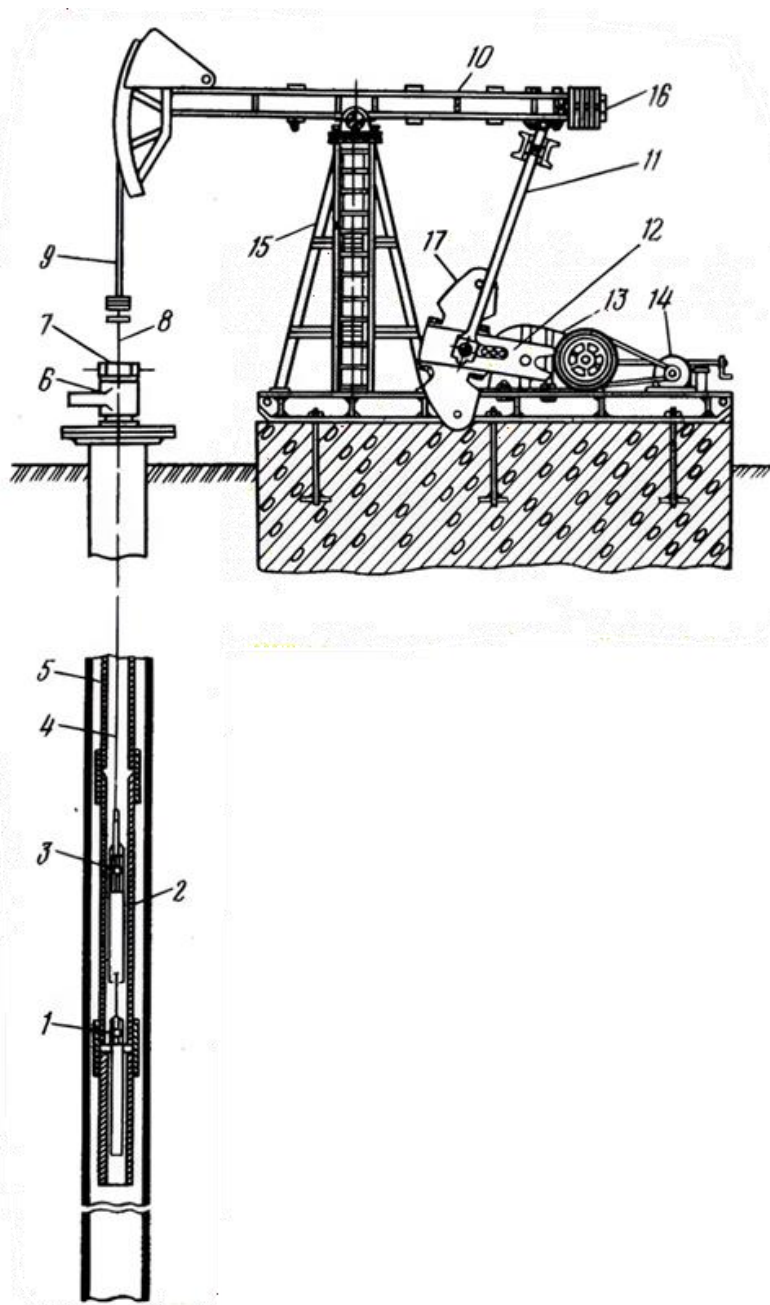


Рисунок 2.1 – Штангова свердловинна насосна установка

1 – всмоктувальний клапан; 2 – поршковий насос; 3 – нагнітальний клапан;
 4 – колона штанг; 5 – колона НКТ; 6 – трійник; 7 – сальник; 8 – полірований шток; 9 – канатна підвіска; 10 – балансір; 11 – шатун; 12 – кривошип;
 13 – редуктор; 14 – електродвигун; 15 – станок качалка; 16 – балансір;
 17 – роторний вантаж

Штангові глибинні насоси (рис. 2.2) застосовуються для піднімання зі свердловин пластової рідини з температурою до 130 °С. Вони здатні ефективно працювати за вмісту води в продукції до 99 % об'єму, в'язкості рідини до 0,3 Па·с,

концентрації механічних домішок не більше 350 мг/л та частки вільного газу на вході в насос до 25 % [9].

Конструкція штангового насоса включає *нерухомий циліндр*, виконаний як єдина деталь, *рухомий плунжер*, *всмоктувальний і нагнітальний клапани*, а також *замковий пристрій*, який використовується у вставних насосах. Крім того, до складу насоса входять *приєднувальні* елементи та допоміжні деталі, необхідні для його монтажу й надійної роботи в свердловині [9].

Принцип роботи штангових свердловинних насосів такий: плунжерний насос спускається у свердловину на колоні насосно-компресорних труб. Його основними елементами є циліндричний корпус (циліндр) та розташований усередині нього рухомий плунжер. У верхній частині плунжера встановлено нагнітальний клапан, а в нижній частині циліндра – всмоктувальний клапан. Плунжер з'єднаний із колоною насосних штанг, через яку йому передається зворотно-поступальний рух від наземного приводу – верстата-качалки [9].

Під час переміщення плунжера вгору в підплунжерному просторі виникає розрідження, внаслідок чого тиск у циліндрі стає нижчим за тиск рідини в свердловині. Це забезпечує відкриття всмоктувального клапана та надходження пластової рідини до робочої порожнини насоса [9].

Коли плунжер рухається вниз, під дією тиску рідини всмоктувальний клапан закривається. Одночасно підвищення тиску в підплунжерному просторі спричиняє відкриття нагнітального клапана. У результаті рідина проходить через внутрішній канал плунжера та надходить у насосно-компресорні труби, якими транспортується до поверхні. Таким чином, завдяки чергуванню ходів плунжера вгору і вниз забезпечується безперервне піднімання рідини зі свердловини [9].

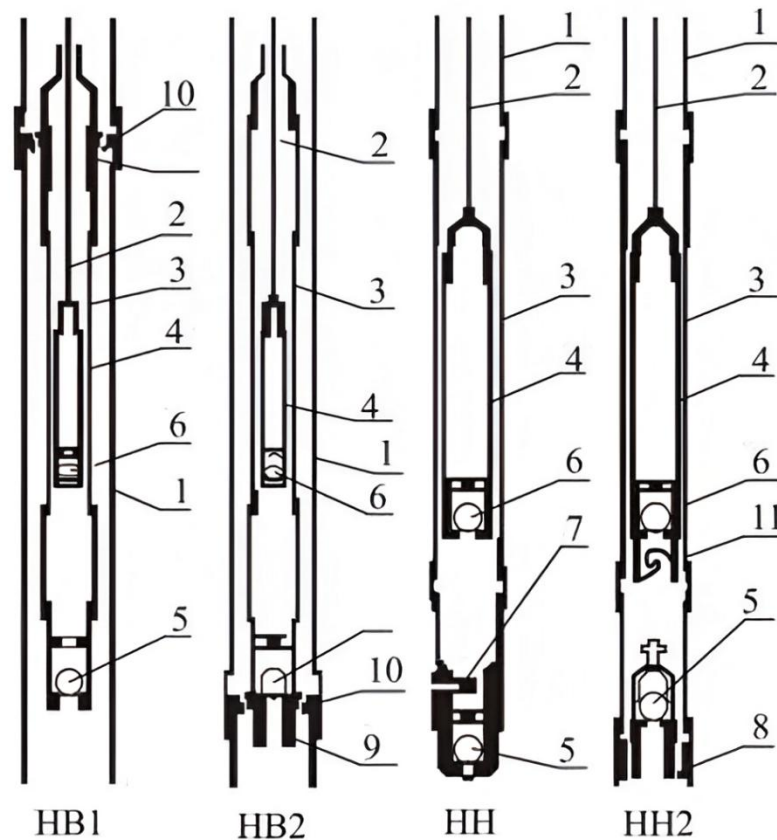


Рисунок 2.2 – Штанговий свердловинний насос (ШСН)

1 – насосно-компресорна труба; 2 – насосна штанга; 3 – циліндр з подовжувачами; 4 – плунжер; 5 – всмоктувальний клапан; 6 – нагнітальний клапан; 7 – збивний штифт; 8 – сідло конуса; 9 – замок; 10 – замкова опора; 11 – уловлювачі

Під час тривалої роботи насоса видобувна рідина поступово заповнює внутрішній простір насосно-компресорних труб, після чого безперервно транспортується на поверхню для подальшої підготовки та збору [9].

У практиці експлуатації нафтових свердловин найбільшого поширення набули два основні типи штангових глибинних насосів – вставні та трубні (невставні) [9].

Для забезпечення стабільної та безаварійної роботи штангової глибинної насосної установки до її складу включають різноманітні допоміжні пристрої, які підвищують ефективність експлуатації обладнання в складних свердловинних умовах [9].

Газопіщаний вихровий якір (рис. 2.3) використовується для захисту насоса від потрапляння вільного газу та механічних частинок. Його застосовують у свердловинах із підвищеним газовим фактором і значним винесенням твердих домішок. Пристрій встановлюється нижче приймальної частини насоса, а при використанні як засобу газозахисту ефективний у свердловинах з обводненістю продукції менше 75 % [9].

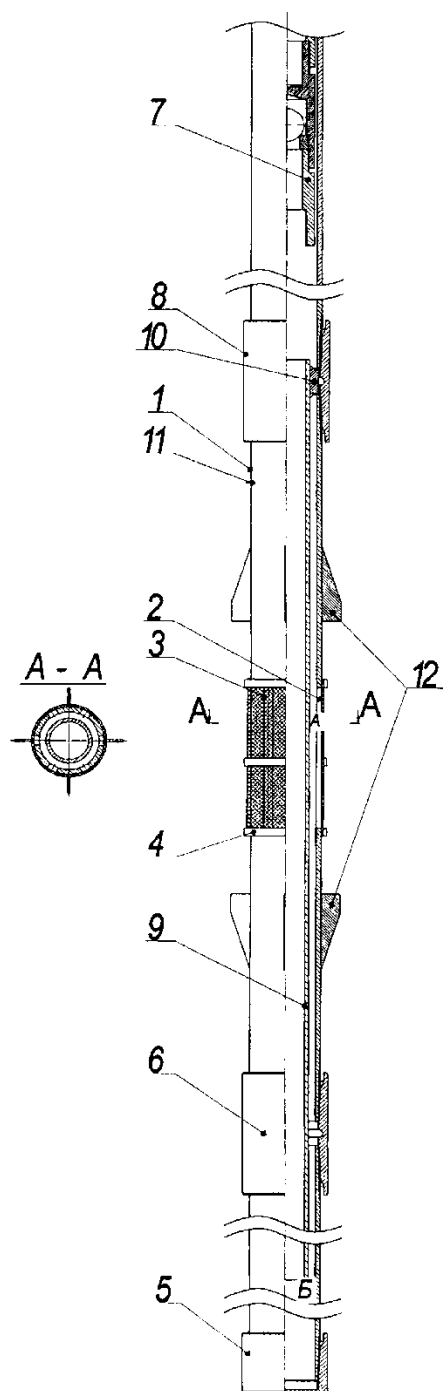


Рисунок 2.3 – Газопіщаний вихровий якір

1 – зовнішня труба; 2 – фільтраційні прорізи; 3 – сітка; 4 – хомути;
 5 – заглушка; 6, 8 – муфта; 7 – насосне обладнання; 9 – внутрішня труба;
 10 – кільце;
 11 – отвір для виходу газу

Для затримання великих сторонніх частинок на вході в насос монтують **фільтр-заглушку** (рис. 2.4). Вона приєднується до корпусу всмоктувального клапана та запобігає потраплянню сторонніх предметів у робочі елементи насосного обладнання [9].

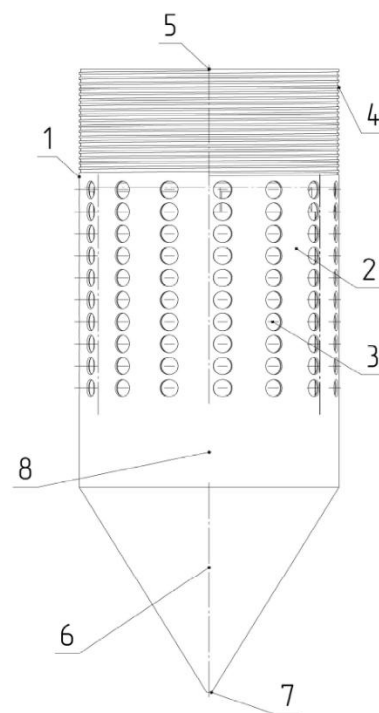


Рисунок 2.4 – Фільтр-заглушка

1 – фільтр; 2 – перфорована труба; 3 – отвори; 4 – кріплення; 5 – верхня частина; 6 – заглушка; 8 – патрубок-збірник

З метою зменшення зношування насосно-компресорних труб і муфт штанг у похилих свердловинах використовують **центратори** насосних штанг (рис. 2.5). Їх встановлюють у найбільш навантажених ділянках колони, де існує найбільша ймовірність контакту та стирання деталей [9].

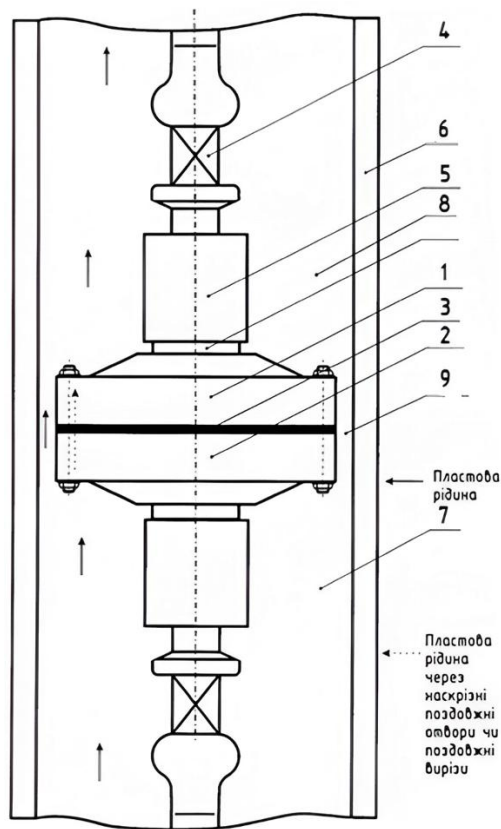


Рисунок 2.5 – Центратор насосної штанги

*1,2 – герметизуючі кришки; 3 – ущільнювальне кільце; 4 – колона насосних;
5 – муфта; 6 – НКТ; 7, 8 – кільцеві зазори; 9 – технологічний зазор*

Для боротьби з парафіновими відкладеннями та одночасного захисту елементів колони від механічного зносу застосовують **скребки-центратори** (рис. 2.6). Вони очищують внутрішню поверхню ліфтових труб і штанги від накопичених відкладень, що особливо важливо під час експлуатації похило-спрямованих свердловин. Довжину колони, оснащеної такими пристроями, визначають залежно від глибини зони утворення парафінових відкладень у насосно-компресорних трубах [9].

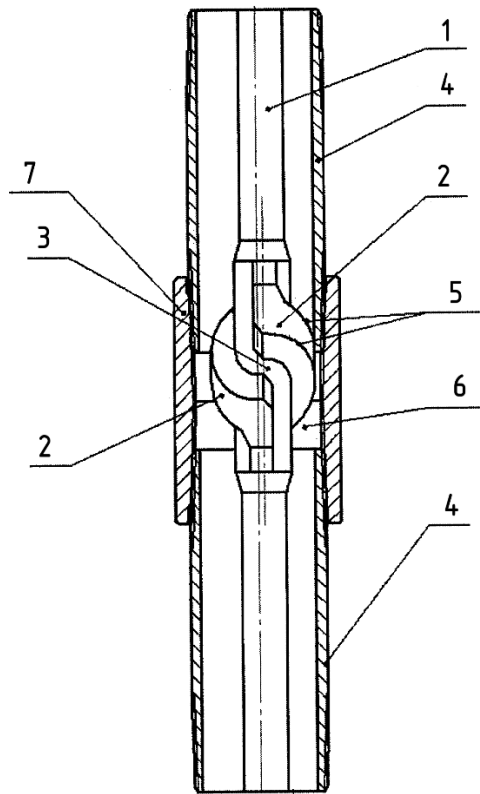


Рисунок 2.6 – Скребок центратор

*1 – насосна штанга; 2 – лопасті; 3 – канали; 4 – колона НКТ; 5 – кромки;
6 – кишені; 7 – муфта*

Для підвішування насосно-компресорних труб, відведення продукції свердловини до викидної лінії, герметизації гирла та відбору газу із затрубного простору використовують спеціальне гирлове обладнання. Одним із найпоширеніших його елементів на нафтових промислах є гирловий сальник [9].

Конструкція гирлового сальника включає **шайбу** з внутрішньою різьбою, **патрубок**, **муфту** та **трійник-сальник**. Шайба приєднується до патрубку, на кінцях якого виконано різьбу для з'єднання з насосно-компресорними трубами. До верхньої частини патрубка приєднують муфту, тоді як до нижньої підвішується колона НКТ. У зібраному стані шайба, патрубок і муфта утворюють вузол, відомий як **планшайба**, який монтується на фланці експлуатаційної колони або колонної головки [9].

На верхню муфту встановлюють трійник, призначений для відведення видобутої рідини. Над ним монтується сальниковий вузол, що забезпечує

герметичність гирла під час проходження сальникового штока. Ущільнення досягається за допомогою спеціальної набивки, яка притискається кришкою [9].

У практиці експлуатації широко застосовуються гирлові сальники типів СУСГ1-73-31 (рис. 2.7) та СУСГ2-73-31 із самоустановлювальною головою та відповідно одинарним або подвійним ущільненням. Такі пристрої розраховані на робочий тиск до 4,0 МПа та забезпечують надійну герметизацію за наявності зворотно-поступального руху сальникового штока [9].

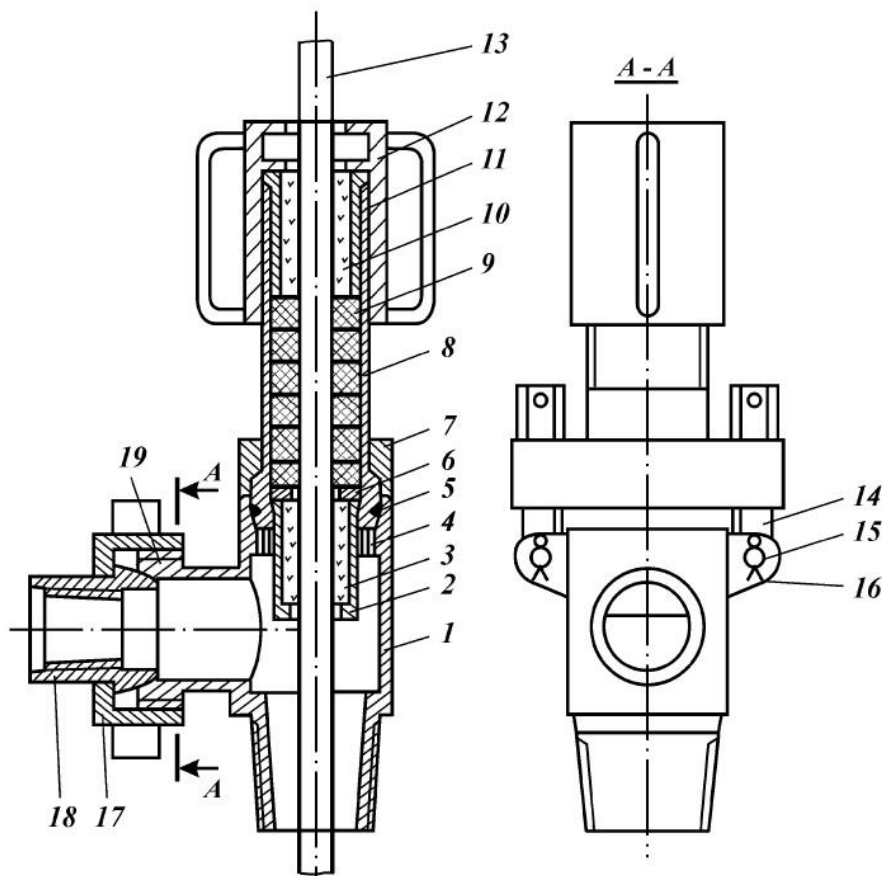


Рисунок 2.7 – Гирловий сальник СУСГ1-73-31

1 – трійник; 2 – втулка нижня; 3 – вкладиш; 4 – стопор; 5 – кільце ущільнювальне; 6 – манжетоутримувач; 7 – кришка кульова; 8 – ущільнювальна набивка; 9 – головка кульова; 10 – вкладиш; 11 – ґрундбукса; 12 – кришка головки; 13 – шток; 14 – бовт відкидний; 15 – палець; 16 – шплінт; 17 – гайка накидна; 18 – ніпель; 19 – наконечник

Сальник типу СУСГ2 з подвійним ущільненням складається з двох основних частин: самоустановлювальної кульової головки та ущільнювального

вузла. У конструкції кульової головки розміщені нижня та проміжна втулки, манжетоутримувач і нижня сальникова набивка. Регулювання ступеня ущільнення здійснюється шляхом підтягування набивки кришкою, яка нагвинчується на корпус пристрою. У верхній частині кришки передбачено резервуар для мастильного матеріалу, що забезпечує змащування поверхонь сальникового штока та вставки, зменшуючи їх зношування й підвищуючи довговічність обладнання [9].

Розглянемо основні вузли верстата-качалки.

Верстат-качалка (СК) (рис. 2.8) – індивідуальний механічний привод ШГН.

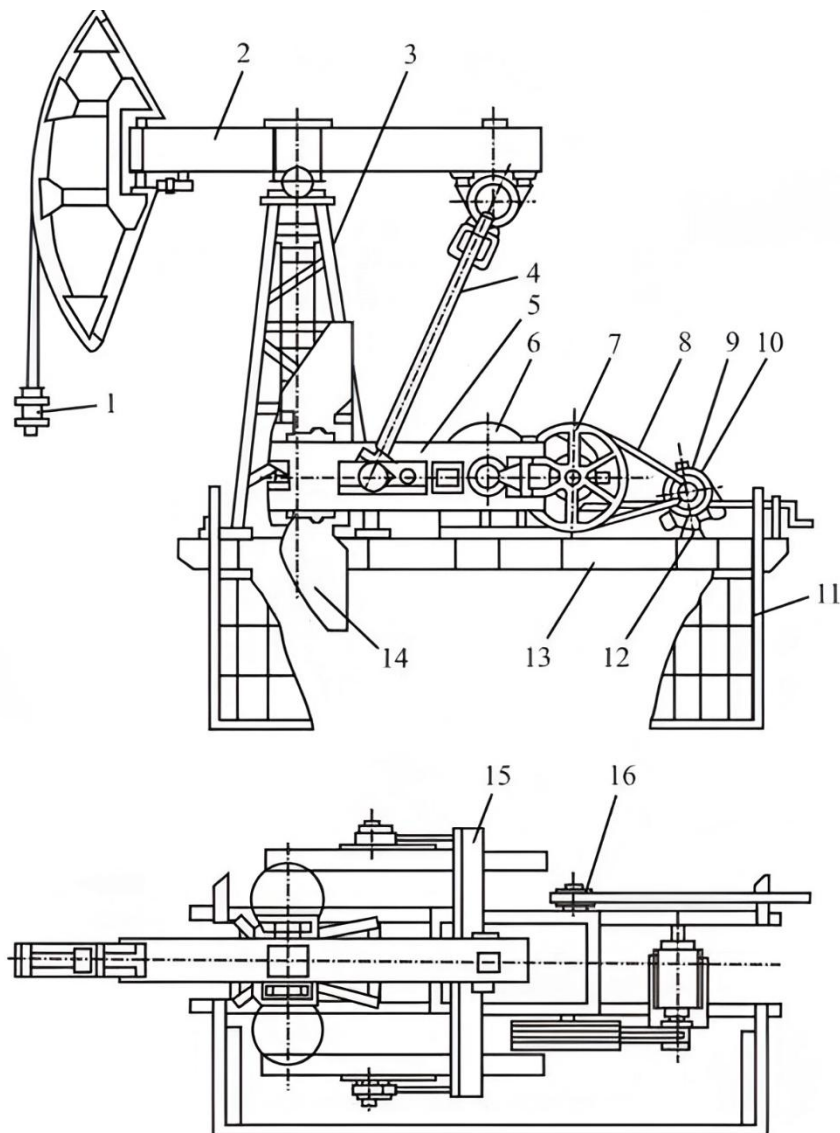


Рисунок 2.8 – Верстат качалка типу СК

1 – підвіска гирлового штока; 2 – балансір з опорою; 3 – стійка; 4 – шатун; 5 – кривошип; 6 – редуктор; 7 – ведений шків; 8 – ремінь; 9 – електродвигун; 10 – провідний шків; 11 – огороження; 12 – поворотна плита; 13 – рама; 14 – противаги; 15 – траверса; 16 – гальмо

До складу верстата-качалки входять такі основні вузли та механізми: рама 13 з основою для встановлення редуктора і поворотною плитою 12, стійки 3, балансір 2 із головкою та опорою, траверса 15, два шатуни 4, два кривошипи 5 з противагами 14 для забезпечення зрівноваження установки, редуктор 6, гальмівний пристрій 16, клиноремінна передача 7, 8, електродвигун 9, підвіска гирлового штока 1 з канатом, а також захисна огорожа 11 кривошипно-шатунного механізму [9].

На нафтових родовищах експлуатуються різні типорозміри верстатів-качалок, які відрізняються допустимим навантаженням, довжиною ходу штока та величиною крутного моменту [9].

Однією з найпоширеніших моделей є СК8-3-4000, відома серед фахівців як «бакинка». У її маркуванні число 8 означає максимально допустиме навантаження на гирловий шток у 8 тонн, число 3 характеризує максимальну довжину його ходу в метрах, а число 4000 вказує на найбільший крутний момент на вихідному валу редуктора [9].

Широко використовується також модель ПФ8-3,5-4000 («тюменка»), принцип позначення параметрів якої аналогічний верстату-качалці типу СК8-3-4000 [9].

Серед імпортного обладнання поширення отримала установка UP 9T-2500-3500, яку часто називають «румункою». У цьому позначенні число 9 характеризує допустиме навантаження в тоннах, 2500 – максимальну довжину ходу гирлового штока в міліметрах, а 3500 – граничний крутний момент на валу установки [9].

До американських моделей належить верстат-качалка LAFKIN C320-173-120. У його маркуванні перше число відображає максимальний крутний момент, друге – допустиме навантаження на шток, а третє – найбільшу довжину ходу

штока. Параметри наведені в англо-американській системі одиниць вимірювання [9].

Аналогічний принцип позначення використовується і для канадських установок LEGRAND C-456-213-120, технічні характеристики яких також подаються в одиницях британської системи вимірювання [9].

Розглянемо обладнання вибою нафтових свердловин.

Вибір конструкції вибою свердловини, згідно з [10], визначається геолого-фізичними характеристиками продуктивного пласта та прийнятою технологією розробки покладу вуглеводнів. Залежно від умов експлуатації застосовують декілька основних типів вибоїв, які представлені на рисунку 2.9: перфорований вибій (рис. 2.9, а), вибій із хвостовиком (рис. 2.9, б), вибій із фільтром (рис. 2.9, в) та відкритий вибій (рис. 2.9, г).

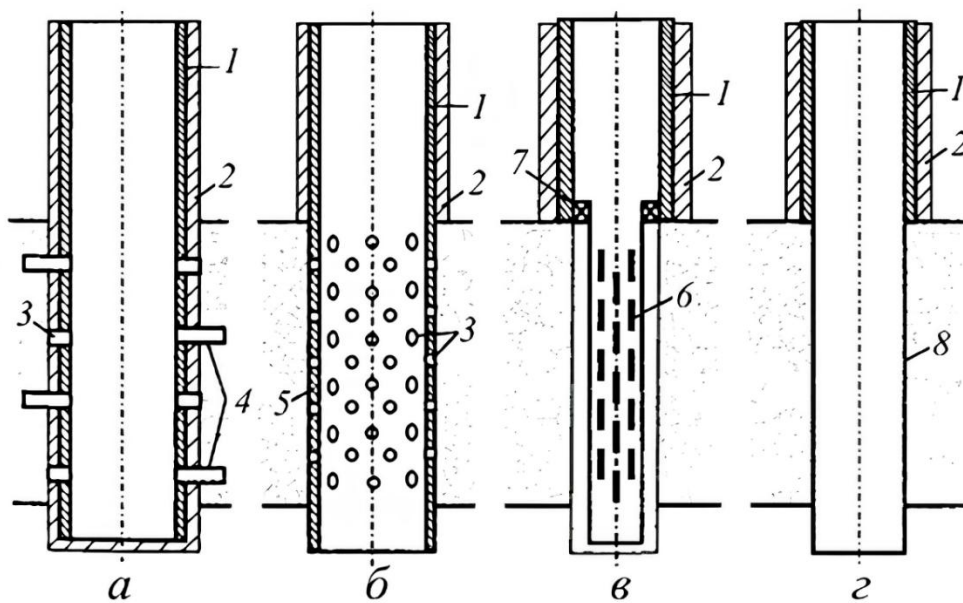


Рисунок 2.9 – Типові конструкції вибоїв нафтових свердловин

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.*

Після розкриття продуктивного горизонту, незалежно від обраної конструкції, у свердловині виконують комплекс геофізичних досліджень, а в

межах продуктивного пласта додатково проводять гідродинамічні випробування. Отримані дані використовують для оцінки параметрів пласта, визначення його продуктивності та вибору оптимального способу завершення свердловини [10].

Свердловини з перфорованим вибоєм є найбільш поширеним типом завершення у нафтовидобувній практиці. Їхніми основними перевагами є надійна ізоляція розкритих порід, можливість повторного розкриття окремих нафтонасичених інтервалів шляхом додаткової перфорації, зручність проведення вибіркового впливу на привибійну зону пласта та спрощення процесу буріння завдяки використанню долота одного діаметра до проектної глибини. Після досягнення проектної відмітки у свердловину спускають обсадну колону, цементують її та виконують перфорацію в інтервалі продуктивного пласта. У міцних колекторах така конструкція забезпечує тривалий термін експлуатації [10].

Свердловини з вибійним хвостовиком використовують у пластах, складених добре зцементованими та стійкими породами. Після завершення буріння до проектної глибини в свердловину спускають обсадну колону, нижня частина якої обладнана отворами в межах продуктивного горизонту. Цементування виконують лише вище покрівлі пласта, залишаючи кільцевий простір навпроти продуктивного інтервалу відкритим. Така схема забезпечує умови припливу, близькі до досконалої свердловини, одночасно зміцнюючи вибійну частину та зменшуючи ризик звуження стовбура через обвалення порід [10].

Свердловини з вибійним фільтром призначені для розробки слабозцементованих і пухких колекторів, схильних до винесення піску. До покрівлі продуктивного пласта свердловину бурять під діаметр експлуатаційної колони, після чого виконують її спуск і цементування. Далі продуктивний горизонт розбурюють долотом меншого діаметра. Для закріплення вибійної зони та запобігання надходженню піску встановлюють спеціальний фільтр, який монтується в нижній частині обсадної колони. Конструкції таких фільтрів

можуть суттєво відрізнятися залежно від умов експлуатації та матеріалів виготовлення [10].

Свердловини з відкритим вибоєм застосовують у потужних, однорідних та стійких колекторах. До покрівлі продуктивного горизонту їх будують аналогічно свердловинам із вибійним фільтром. Після цього пласт розбурюють долотом меншого діаметра до підшови без подальшого кріплення продуктивного інтервалу, залишаючи його відкритим. Така конструкція характеризується найкращими умовами фільтрації та мінімальними гідравлічними втратами, що забезпечує високу гідродинамічну досконалість свердловини. Водночас її застосування обмежується неможливістю ефективною експлуатації складно побудованих пластів, невеликою потужністю продуктивного горизонту та ризиком руйнування привибійної зони під час роботи з великими депресіями [10].

Описані конструкції є базовими схемами завершення свердловин. Залежно від геологічних умов, фізико-хімічних властивостей пласта та технологічних вимог вони можуть модифікуватися або комбінуватися для забезпечення максимально ефективною та безпечною розробки покладу [10].

2.2 Проектування режимних параметрів роботи свердловини

2.2.1 Розрахунок технологічних параметрів роботи свердловини

Таблиця 2.1 – Вихідні дані для проектування

Параметри	Одиниці виміру	Показники
Глибина свердловини (H)	м	1659
Діаметр експлуатаційної колони (D)	м	0,154
Пластовий тиск ($P_{пл}$)	МПа	11,4
Тиск насичення нафти газом (P_n)	МПа	2,0
Густина дегазованої нафти (ρ_n)	кг/м ³	831,0
Густина пластової води (ρ_v)	кг/м ³	1120,0
Прогнозований дебіт рідини (Q_p)	т/доб	2,0
Обводненість продукції (n_v)		0,227
Динамічний рівень рідини (h_d)	м	791

Продовження таблиці 2.1

Занурення насоса під динамічний рівень рідини (h)	м	30
Середній газовий фактор (G_0)	м ³ /м ³	108,16·0,832=90,0
В'язкість дегазованої нафти ($\mu_{нд}$)	Па·с	3,14·10 ⁻³
Густина газу (ρ_r)	кг/м ³	0,663
Пластова температура ($T_{пл}$)	К	58+273=331
Густина повітря при нормальних умовах ($\rho_{п}$)	кг/м ³	1,293
Температура нейтрального шару ($T_{нш}$)	К	275
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	2·10 ¹¹

Вибір обладнання та режиму роботи свердловини проводимо за допомогою діаграм А.Н. Адоніна [11].

1. Визначаємо спочатку густину рідини, кг/м³:

$$\rho_p = \rho_n \cdot (1 - n_v) + \rho_v \cdot n_v = 831 \cdot (1 - 0,227) + 1120 \cdot 0,227 = 896,6 \text{ кг/м}^3;$$

2. Коефіцієнт продуктивності свердловини:

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

$$K = \frac{2,0}{11,4 - [831,0 \cdot (1 - 0,227) + 1120 \cdot 0,227] \cdot 9,81 \cdot (1659 - 791) \cdot 10^{-6}} = 0,531 \text{ т/доб}.$$

3. Визначаємо глибину спуску насоса:

$$L = H - \frac{P_{пл} \cdot 10^6 - \frac{Q_p \cdot 10^6}{K}}{\rho_p \cdot g} + h = 1659 - \frac{11,4 \cdot 10^6 - \frac{2}{0,531} \cdot 10^6}{896,6 \cdot 9,81} + 30 = 821 \text{ м}.$$

4. При заданому проектному дебіту рідини 2 т/добу і глибині підвіски насоса 821 м по діаграмі Адоніна вибираємо насос діаметром 28 мм. Нормальна робота глибинного насоса забезпечується при коефіцієнті подачі насоса $\alpha_n = 0,6$. Тому вибираємо верстат-качалку типу 2СК-2-0,6-250 з максимальною довжиною ходу полірованого штока 0,6 м.

$$S=0,6 \text{ м}; \quad d_{\text{шт}}=0,028 \text{ м}; \quad \alpha_{\text{н}}=0,6; \quad n=15.$$

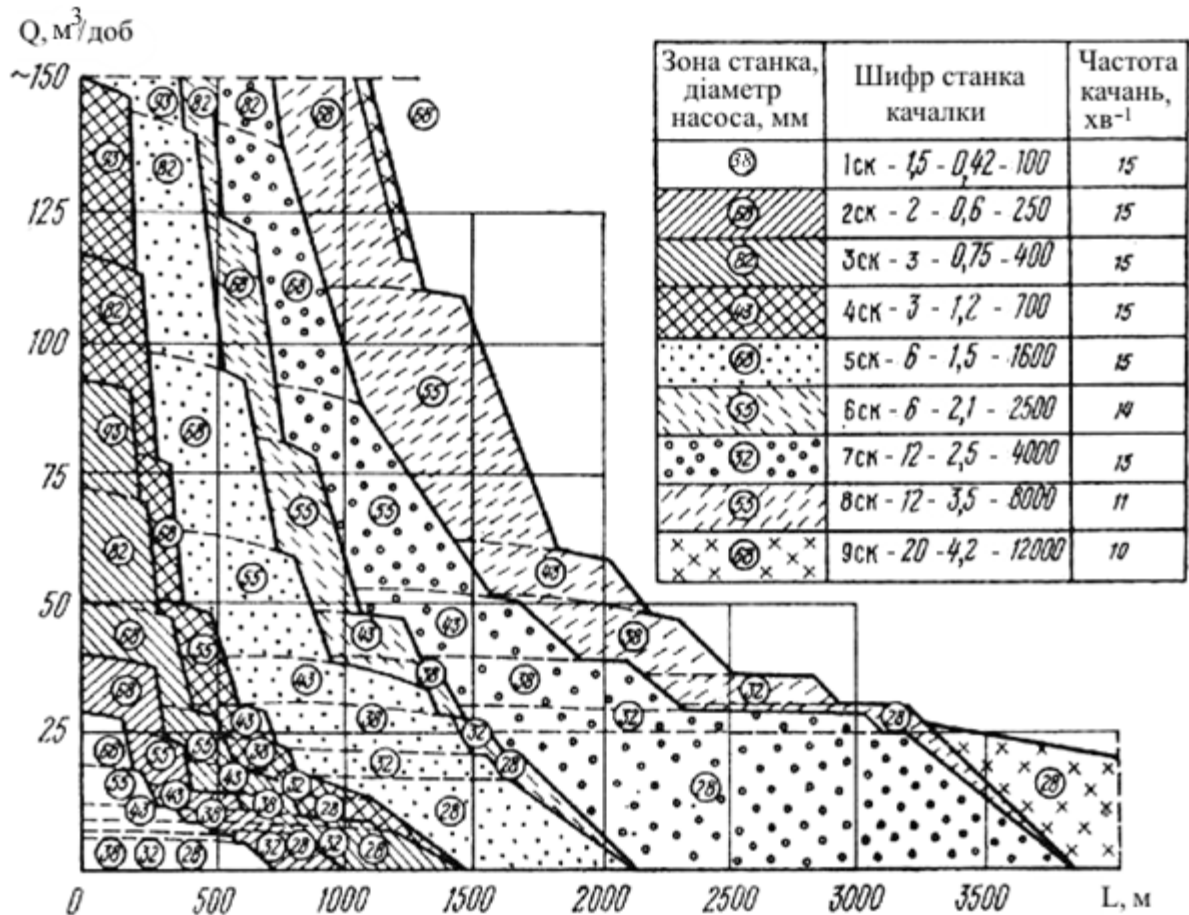


Рисунок 2.10 – Діаграма А. Н. Адоніна для вибору обладнання штангової насосної установки при використанні базових моделей СК

(суцільні ламані лінії вказують межі зон застосування верстата-гойдалки одного типу, а пунктирні – межі областей у цих зонах; кожній зоні області відповідає насос (плунжер) певного діаметра (на діаграмі показаний цифрою в кружку)).

5. Динамічність роботи установки характеризується критерієм Коші:

$$\psi = \frac{\pi \cdot n \cdot L}{30 \cdot a} = \frac{3,14 \cdot 15 \cdot 821}{30 \cdot 5300} = 0,243,$$

де ψ – критерій Коші;

a – швидкість розповсюдження звуку в колоні штанг $a = 5300 \text{ м/с}$.

6. Уточнене число качань визначаємо з умови забезпечення відкачування рідини:

$$n = \frac{Q_{\text{т}}}{1440 \cdot F \cdot S},$$

де Q_T – теоретична подача насоса, т/доб;

F – площа поперечного перерізу плунжера насоса, м²;

$$Q_T = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n = 1440 \cdot \frac{\pi \cdot d_{пл}^2}{4} \cdot S \cdot n = 1440 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,028^2}{4} \cdot 0,6 \cdot 15 = 7,98 \text{ т/доб.}$$

$$F = 6,15 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$$

$$n_{\phi} = \frac{n \cdot Q_p}{Q_T} = \frac{15 \cdot 2}{7,98} = 3,76.$$

Приймаємо 4 ходи за хвилину. $n_{\phi} = 4$.

Для заданої глибини спуску насоса приймаємо вставний насос типу НВ1Б-27-18-12 для якого потрібні НКТ діаметром 60 мм.

Приймаємо двохступеневу колону штанг $\emptyset 22$ мм та $\emptyset 19$ мм.

$$d_{шт1} = 0,022 \text{ м}; L_1 = 0,31 \cdot L = 0,31 \cdot 821 = 255 \text{ м};$$

$$d_{шт2} = 0,019 \text{ м}; L_2 = 0,69 \cdot L = 0,69 \cdot 1290 = 566 \text{ м}.$$

2.2.2 Гідравліко-технологічні розрахунки параметрів роботи свердловини

1. Густина рідини на прийомі насоса приймемо як середню густину рідини у свердловині, умовно прийнявши незмінною густину води по стовбуру свердловини [11]:

$$\rho_{пр} = \frac{[\rho_n \cdot (1 - n_v) + \rho_v \cdot n_v] + [\rho_{пл} \cdot (1 - n_v) + \rho_v \cdot n_v]}{2}, \text{ кг/м}^3.$$

2. Спочатку визначимо густину нафти при пластових умовах:

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

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

$$\beta - \text{об'ємний коефіцієнт нафти, } \beta = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 90 = 1,274,$$

$$\rho_{пл} = 1/1,274 \cdot (831 + 0,663 \cdot 90) = 699,1 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{пр} = \frac{[831 \cdot (1 - 0,227) + 1120 \cdot 0,227] + [699,1 \cdot (1 - 0,227) + 1120 \cdot 0,227]}{2} = 845,62 \text{ кг/м}^3.$$

3. Знайдемо тиск на прийомі насоса за формулою І.Т. Міщенко:

$$P_{пр} = 0,5 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot P_n \cdot (1 - n_v) = 0,5 \cdot 10^6 + 0,3 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,227) = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

4. Знайдемо відносну густину газу:

$$\rho_{гв} = \frac{\rho_g}{\rho_n} = \frac{0,663}{1,293} = 0,513.$$

5. Розраховуємо температурний градієнт потоку W_{Π} , попередньо визначивши середній градієнт W і дебіт Q в $\text{м}^3/\text{с}$:

$$W = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{нш}}}{H - L_{\text{нш}}} = \frac{331 - 275}{1659 - 20} = 0,034 \text{ К/м},$$

$$Q = \frac{Q_{\text{р}} \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{\text{пр}}} = \frac{2 \cdot 1000}{86400 \cdot 845,62} = 2,74 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с},$$

$$W_{\Pi} = \frac{0,0034 + 0,79 \cdot W}{\frac{Q}{10^{20} \cdot D^{2,67}}} = \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,034}{\frac{27,5 \cdot 10^{-5}}{10^{20} \cdot 0,154^{2,67}}} = 0,0302.$$

6. Температура на гирлі свердловини:

$$T_{\Gamma} = T_{\text{пл}} - W_{\Pi} \cdot H = 331 - 0,0302 \cdot 1659 = 280,9 \text{ К}.$$

7. Розраховуємо псевдокритичні параметри тиск і температуру:

$$P_{\text{ср.кр}} = 4,892 - 0,4048 \cdot \rho_{\text{ГВ}} = 4,892 - 0,4048 \cdot 0,513 = 4,68,$$

$$T_{\text{ср.кр}} = 94,717 + 170,8 \cdot \rho_{\text{ГВ}} = 94,717 + 170,8 \cdot 0,513 = 182,34.$$

8. Приведений тиск:

$$P_{\text{прив}} = \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{ср.кр}}} = \frac{0,96}{4,68} = 0,205.$$

9. Температура на глибині спуску насоса рівна:

$$T_{Ln} = T_{\text{пл}} - W_{\Pi} \cdot L = 331 - 0,0302 \cdot 821 = 306,2 \text{ К}.$$

10. Приведена температура:

$$T_{\text{прив}} = \frac{T_{Ln}}{T_{\text{ср.кр}}} = \frac{306,2}{182,34} = 1,679.$$

11. Коефіцієнт розчинності газу в нафті становить:

$$\alpha_{\text{н}} = \frac{G_0}{P_{\text{н}} \cdot 10^6} = \frac{90}{2 \cdot 10^6} = 4,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}.$$

12. Газонасиченість при тиску на прийомі насоса:

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

$$G'_0 = 90 \cdot \left(\frac{0,96 - 0,1}{2 - 0,1} \right)^{0,5} = 60,55 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

13. Об'ємний коефіцієнт нафти та рідини при тиску на прийомі насоса:

$$\beta_{\text{н}} = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot G'_0 = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 60,55 = 1,185,$$

$$\beta_{\text{р}} = \beta_{\text{н}}(1 - n_{\text{в}}) + n_{\text{в}} = 1,185 \cdot (1 - 0,227) + 0,227 = 1,143.$$

14. Об'ємна витрата рідини при тиску $P_{\text{пр}}$:

$$Q_{\text{рпр}} = Q \cdot \beta_p = 2,74 \cdot 10^{-5} \cdot 1,143 = 3,13 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}.$$

15. Коефіцієнт надстисливості газу при $P_{\text{пр}}$ і $T_{\text{Лн}}$:

$$Z = (0,4 \cdot \log T_{\text{прив}} + 0,73)^{P_{\text{прив}}} + 0,1 \cdot P_{\text{прив}} = (0,4 \cdot \log 1,679 + 0,73)^{0,205} + 0,1 \cdot 0,205 = 0,98.$$

16. Об'ємна витрата вільного газу в свердловині при $P_{\text{пр}}$ і $T_{\text{Лн}}$, зведених до нормальних умов:

$$V_{\text{Г}} = (G_0 - G'_0) \frac{Z \cdot T_{\text{Лн}} \cdot P_0}{T_0 \cdot P_{\text{пр}}} \cdot Q \cdot (1 - n_{\text{в}}),$$

$$V_{\text{Г}} = (90 - 60,55) \cdot \frac{0,98 \cdot 306,2 \cdot 0,1}{273 \cdot 0,96} \cdot 2,74 \cdot 10^{-5} \cdot (1 - 0,227) = 7,14 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с}.$$

17. Газове число:

$$R_{\text{Г}} = \frac{V_{\text{Г}}}{Q_{\text{рпр}}} = \frac{7,14 \cdot 10^{-5}}{3,13 \cdot 10^{-5}} = 2,28 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

18. Коефіцієнт сепарації вільного газу при режимі нульової витрати рідини:

$$\sigma_0 = 1 - \left(\frac{d_3}{D}\right) = 1 - \left(\frac{0,0498}{0,154}\right) = 0,89,$$

де d_3 – зовнішній діаметр насоса, м.

19. Відносна швидкість газових пухирців (зумовлена дією архімедової сили):

$$W_{\text{арх}} = 0,02 \text{ м/с, якщо } n_{\text{в}} < 0,5; \quad W_{\text{арх}} = 0,17 \text{ м/с, якщо } n_{\text{в}} > 0,5;$$

Приймаємо $W_{\text{арх}} = 0,02 \text{ м/с}$.

20. Коефіцієнт сепарації на прийомі штангового насоса:

$$\sigma_{\text{шт}} = \frac{\sigma_0}{1 + 1,05 \cdot \frac{Q_{\text{рпр}}}{W_{\text{арх}} \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}}} = \frac{0,89}{1 + 1,05 \cdot \frac{3,13 \cdot 10^{-5}}{0,02 \cdot \frac{3,14 \cdot 0,154^2}{4}}} = 0,818.$$

21. Трубне газове число:

$$R_{1\text{Г}} = R_{\text{Г}} \cdot (1 - \sigma_{\text{шт}}) = 2,28 \cdot (1 - 0,818) = 0,415 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

22. Максимальна швидкість газорідинної суміші:

$$V_{\text{max}} = \frac{4 \cdot (Q_{\text{рпр}} + V_{\text{Г}})}{\pi \cdot d_{\text{вкл}}^2} = \frac{4 \cdot (3,13 + 7,14) \cdot 10^{-5}}{3,14 \cdot 0,02^2} = 0,327 \text{ м/с};$$

$d_{\text{вкл}}$ – діаметр отвору сідла клапана, $d_{\text{вкл}} = 0,02 \text{ м}$.

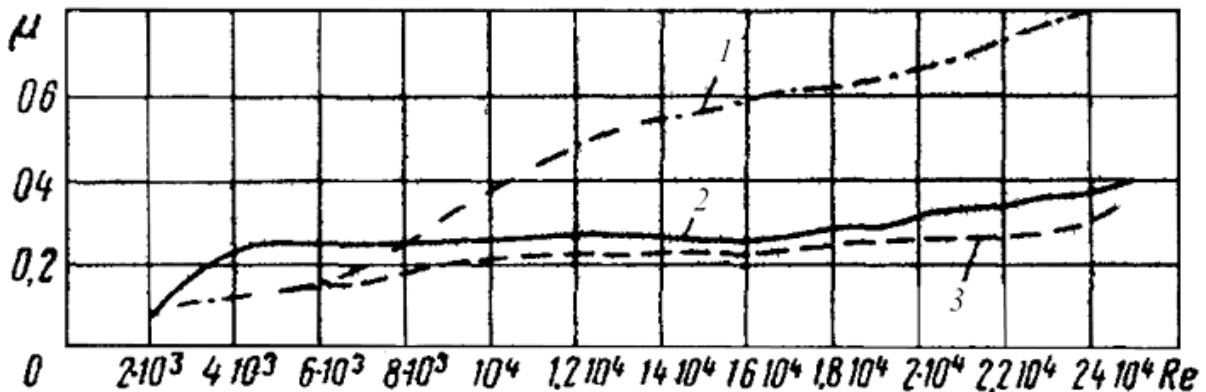
23. Кінематична в'язкість рідини:

$$\gamma_p = \frac{\mu_{нд}}{\rho_p} = \frac{3,14 \cdot 10^{-3}}{896,6} = 3,5 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

24. Число Рейнольдса:

$$Re_{кл} = \frac{V_{\max} \cdot d_{вкл}}{\gamma_p} = \frac{0,327 \cdot 0,02}{3,5 \cdot 10^{-6}} = 1868,57.$$

25. Залежно від числа Рейнольдса за графіком шукаємо коефіцієнт витрати для клапана:



$$\mu_{кл} = 0,1.$$

Рисунок 2.11 – Графік для визначення коефіцієнта витрати для різних клапанів штангових насосів

1 – клапани заводу ім. Держинського, 2 – клапани нормального виконання відкритого типу, 3 – клапани нормального виконання закритого типу

26. Перепад тиску в клапані штангового насоса визначаємо за формулою:

$$\Delta P_{кл} = \frac{V_{\max}^2}{2 \cdot \mu_{кл}^2} \cdot \rho_p = \frac{0,327^2}{2 \cdot 0,1^2} \cdot 896,6 = 4794 \text{ Па}.$$

27. Тиск в циліндрі насоса при всмоктуванні:

$$P_{цв} = P_{пр} - \Delta P_{кл} = 0,96 \cdot 10^6 - 4794 = 0,955206 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

де, $P_{пр}$ – тиск на прийомі насоса;

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

28. Знаходимо трубне газове число, приведене до нормальних умов:

$$R_{1г'} = R_{1г} \cdot \frac{T_0 \cdot P_{пр}}{Z \cdot P_0 \cdot T_{ЛН}} = 0,415 \cdot \frac{273 \cdot 0,96}{0,98 \cdot 0,1 \cdot 306,2} = 3,62 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

29. Визначаємо новий тиск насичення нафти газом з врахуванням сепарації, який відповідає трубному газовому числу:

$$P_{H'} = R_{1Г} / \alpha_H = 3,62 / 4,5 \cdot 10^{-5} = 0,8 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

де α_H – коефіцієнт розчинності газу в нафті в $\text{м}^3/\text{м}^3 \cdot \text{Па}$.

30. Визначаємо газонасиченість при тиску на гирлі свердловини, прийнявши тиск на гирлі $P_{Г} = 10^5 \text{ Па}$:

$$G_{\text{огир}} = \alpha_H \cdot P_{Г} = 4,5 \cdot 10^{-5} \cdot 10^5 = 4,5 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

31. Визначаємо газонасиченість при новому тиску насичення нафти газом:

$$G_{\text{орН'}} = \alpha_H \cdot P_{H'} = 4,5 \cdot 10^{-5} \cdot 0,8 \cdot 10^5 = 3,6 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

32. Знаходимо тиск розвантаження за формулою Щурова (ккд газу $\eta = 0,45$):

$$P_{\text{роз}} = 0,45 \cdot \left(G_0 - \frac{G_{\text{орН'}} + G_{\text{огир}}}{2} \right) \cdot P_0 \cdot 10^6 \cdot (1 - n_B) \cdot \ln \frac{P_{H'}}{P_{Г}},$$

$$P_{\text{роз}} = 0,45 \cdot \left(90 - \frac{3,6 + 4,5}{2} \right) \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot (1 - 0,227) \cdot \ln \frac{0,8 \cdot 10^5}{10^5} = -0,6671 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

33. Гідравлічні втрати на тертя ΔP при русі рідини в трубах визначаємо за формулою Дарсі-Вейсбаха.

Коефіцієнт гідравлічних опорів є функцією числа Рейнольдса:

$$V = \frac{d_{\text{пл}}^2 - d_{\text{шт}}^2}{d_{\text{нктв}}^2 - d_{\text{шт}}^2} \cdot \frac{S \cdot n_{\phi}}{60} = \frac{0,028^2 - 0,022^2}{0,05^2 - 0,022^2} \cdot \frac{0,6 \cdot 4}{60} = 5,95 \cdot 10^{-3},$$

де $d_{\text{нктв}}$ – внутрішній діаметр НКТ;

V – швидкість руху рідини у трубах при русові плунжера ввєрх;

$$R_e = \frac{V \cdot d_{\text{нктв}}}{\gamma_p} = \frac{5,95 \cdot 10^{-3} \cdot 0,05}{3,5 \cdot 10^{-6}} = 85.$$

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

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою Стокса:

$$\lambda = \frac{64}{R_e} = \frac{64}{85} = 0,753.$$

Гідравлічні втрати на тертя при русі рідини:

$$\Delta P = \lambda \cdot \frac{V^2 \cdot L \cdot \rho_p}{2 \cdot d_{\text{нктв}}} = 0,753 \cdot \frac{0,00595^2 \cdot 821 \cdot 896,6}{2 \cdot 0,05} = 196,23 \text{ Па}.$$

34. Тоді тиск у трубах над плунжером буде становити:

$$P_{Т} = \rho_p \cdot g \cdot L + P_{Г} + \Delta P - P_{\text{роз}} = 896,6 \cdot 9,81 \cdot 821 + 10^5 + 196,23 + 0,6671 \cdot 10^6 = 7,988 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

35. Об'ємна витрата витікання рідини через зазор плунжерної пари q_B :

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

Відносний ексцентриситет $c_e=0,5$ м;

Довжина плунжера $L_{пл}=1,2$ м;

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

$$q_B = (1+1,5 \cdot 0,5^2) \cdot \frac{3,14 \cdot 0,028^2 \cdot (22,5 \cdot 10^{-6})^3 \cdot (7,988 \cdot 10^6 - 0,955206 \cdot 10^6)}{12 \cdot 3,5 \cdot 10^{-6} \cdot 896,6 \cdot 1,2} = 0,6 \cdot 10^{-8} \text{ м}^3/\text{с}.$$

36. Коефіцієнт витікання рідини:

$$l_B = \frac{q_B}{2Q_{р,цв}} = \frac{0,6 \cdot 10^{-8}}{2 \cdot 3,13 \cdot 10^{-5}} = 0,958 \cdot 10^{-6}.$$

37. Коефіцієнт наповнення насоса:

$$\alpha_{нап} = \frac{1-\kappa \cdot R_{1г}}{1+R_{1г}} - l_B = \frac{1-0,15 \cdot 0,415}{1+0,415} - 0,958 \cdot 10^{-6} = 0,663,$$

де, $\kappa = 0,15$ – коефіцієнт, який характеризує частку шкідливого простору в насосі.

38. Коефіцієнт усадки рідини: $\alpha_{ус} = 1/\beta_p = 1/1,143 = 0,875$.

2.2.3 Механіко-технологічні розрахунки штангової насосної установки

Для визначення коефіцієнта деформації штанг і труб треба спочатку визначити статичні навантаження [11].

1. Статичні навантаження під час руху вверх:

$$P_{ств} = P_{шт1} + P_{рід},$$

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

$P_{рід}$ – навантаження, зумовлені вагою стовпа рідини;

$$P_{шт1} = P_{шт} \cdot K_{арх},$$

де $P_{шт}$ – вага штанг у повітрі;

$K_{арх}$ – коефіцієнт плавучості штанг;

$\rho_{шт} = 7850$ кг/м³ – густина матеріалу, з якого виготовлені насосні штанги.

$$K_{арх} = 1 - \frac{\rho_p}{\rho_{шт}} = 1 - \frac{896,6}{7850} = 0,886,$$

де ρ_p – густина рідини.

$$P_{шт} = (L_1 \cdot q_1) + (L_2 \cdot q_2) = (255 \cdot 23,5) + (566 \cdot 31,4) = 2,376 \cdot 10^4 \text{ Н},$$

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

$$L_{\text{шт1}}=L_1=255 \text{ м}; \quad q_1 = 31,4 \text{ Н};$$

$$L_{\text{шт2}}=L_2=566 \text{ м}; \quad q_2 = 23,5 \text{ Н}.$$

$$P_{\text{шт1}}=P_{\text{шт}} \cdot K_{\text{арх}}=2,376 \cdot 10^4 \cdot 0,886=2,105 \cdot 10^4 \text{ Н}.$$

Розраховуємо навантаження стовпа рідини:

$$P_p = F \cdot (P_T - P_{\text{цв}}) = 8,04 \cdot 10^{-4} \cdot (7,988 - 0,955206) \cdot 10^6 = 4,328 \cdot 10^3 \text{ Н};$$

$$P_{\text{ств}} = P_{\text{шт1}} + P_{\text{рід}} = 2,105 \cdot 10^4 + 2,762 \cdot 10^3 = 3,242 \cdot 10^4 \text{ Н};$$

$$F = \frac{\pi \cdot d_{\text{пл}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,028^2}{4} = 6,15 \cdot 10^{-4}.$$

2. Знаходимо коефіцієнти деформації штанг і труб.

Спочатку розрахуємо площу поперечного перерізу штанг:

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

$$f_{\text{шт1}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{шт1}}^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 3,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2,$$

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

$$f_{\text{шт}} = f_{\text{шт1}} + f_{\text{шт2}} = (3,8 + 2,83) \cdot 10^{-4} = 6,63 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2.$$

Пружна деформація штанг і труб зумовлена гідростатичним навантаженням і визначається з законом Гука:

Пружна деформація штанг:

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{P_p}{E_{\text{пр}}} \cdot \left(\frac{L_1}{f_{\text{шт1}}} + \frac{L_2}{f_{\text{шт2}}} \right) = \frac{4328}{2 \cdot 10^{11}} \cdot \left(\frac{255}{3,8 \cdot 10^{-4}} + \frac{566}{2,83 \cdot 10^{-4}} \right) = 0,058 \text{ м}.$$

Пружна деформація труб:

$$\lambda_{\text{т}} = \frac{P_p \cdot L}{E_{\text{пр}} \cdot f_{\text{т}}},$$

де $f_{\text{т}}$ – площа поперечного перерізу (по металу) труб, м²,

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

$$\lambda_{\text{т}} = \frac{P_p \cdot L}{E_{\text{пр}} \cdot f_{\text{т}}} = \frac{4328 \cdot 821}{2 \cdot 10^{11}} \cdot \frac{1}{0,863 \cdot 10^{-3}} = 0,02 \text{ м},$$

$$\lambda = \lambda_{\text{ш}} + \lambda_{\text{т}} = 0,058 + 0,02 = 0,078 \text{ м}.$$

Дійсну довжину плунжера обчислюємо за формулою:

$$S_{\text{пл}} = S - \lambda = 1,2 - 0,078 = 1,122 \text{ м}.$$

Коефіцієнт деформації штанг і труб:

$$\alpha_d = S_{пл} / S = 1,122 / 1,2 = 0,935.$$

3. Знаходимо коефіцієнт подачі штангової насосної установки:

$$\alpha_n = \alpha_d \cdot \alpha_{нап} \cdot \alpha_{ус} = 0,935 \cdot 0,663 \cdot 0,875 = 0,542.$$

Висновок до технологічної частини

В даному розділі було розглянуто обладнання нафтових свердловин. Конструкція нафтових свердловин вибирається виходячи з особливостей геологічної будови родовища, глибини розташування покладу, призначення свердловини та інших факторів. Конструкція і обладнання видобувних свердловин, крім того, залежать від способу видобування нафти (газліфт, насосне видобування, фонтанне видобування нафти).

В даній роботі розглядалося видобування нафти за допомогою штангової свердловинної насосної установки.

Характерною особливістю ШСНУ є застосування у свердловині плунжерного насоса, який приводиться в дію наземним приводним механізмом через колону насосних штанг. До складу ШСНУ входять три основні комплекси обладнання. Наземне обладнання включає верстат-качалку, редуктор, електродвигун і систему керування. Гирлова арматура призначена для забезпечення герметичності свердловини та контролю її роботи. Підземна частина установки складається з насосно-компресорних труб, колони насосних штанг, штангового глибинного насоса та допоміжних захисних елементів, що сприяють підвищенню надійності, довговічності й ефективності роботи обладнання в складних умовах експлуатації.

У ході роботи було виконано розрахунок технологічних, гідравліко-технологічних та механіко-технологічних параметрів експлуатації свердловини.

За результатами технологічних розрахунків визначено глибину спуску насоса, яка становить 821 м, а також прийнято число качань, рівне 4. Відповідно до діаграми Адоніна для заданих умов експлуатації обрано верстат-качалку типу

2СК-2-0,6-250. Після завершення розрахунків підібрано штанговий глибинний насос типу НВ1Б-28-18-12, для роботи якого необхідне застосування насосно-компресорних труб діаметром 60 мм.

У результаті гідравліко-технологічних розрахунків встановлено, що температура на гирлі свердловини становить 280,9 К. За значенням числа Рейнольдса визначено коефіцієнт витрати клапана, який дорівнює 0,1. Крім того, розраховано коефіцієнт наповнення насоса, значення якого склало 0,663.

На завершальному етапі виконано механіко-технологічні розрахунки, за результатами яких визначено дійсну довжину плунжера – 1,122 м, а також обчислено коефіцієнт подачі штангової насосної установки, що дорівнює 0,542.

РОЗДІЛ 3 ОХОРОНА НАДР І НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

Згідно з [12], під час спорудження пошуково-розвідувальних і експлуатаційних нафтових та газових свердловин необхідно систематично здійснювати комплекс заходів, спрямованих на збереження надр і мінімізацію негативного впливу на довкілля.

Система охорони надр і навколишнього середовища передбачає реалізацію таких основних завдань:

- забезпечення раціонального використання природних ресурсів та їх захисту з урахуванням особливостей різних природних зон і технологій ведення гірничих робіт;

- розроблення та вдосконалення методів дослідження стану природних комплексів, а також прогнозування можливих екологічних наслідків виробничої діяльності;

- оцінювання й передбачення змін у геологічному середовищі та природних екосистемах, включаючи процеси їх природного відновлення;

- скорочення рівня техногенного навантаження і запобігання забрудненню навколишнього середовища під час виконання гірничих робіт;

- формування та обґрунтування комплексу природоохоронних заходів, зокрема регіональних схем охорони природи в нафтогазоносних районах і програм зі збереження природних ландшафтів;

- аналіз негативних наслідків неефективного використання природних ресурсів та погіршення екологічного стану довкілля.

3.1 Буріння свердловин

Після вибору місця для буріння свердловини, отримання необхідних дозволів та погодження землекористування на відведеній території проводять інженерно-геологічні дослідження. Вони включають буріння свердловин глибиною до 4 м, відбір зразків ґрунту для лабораторного аналізу та оцінку придатності ділянки для розміщення бурового обладнання. Якщо поблизу є колодязі або інші джерела води, відбирають проби для проведення аналізів. За

результатами виконаних досліджень для кожної свердловини розробляють окремий проєкт природоохоронних заходів [13].

У проєкті передбачають схему розташування бурової вишки, обладнання, складів, житлового містечка та допоміжних споруд з урахуванням особливостей місцевості. Також визначають місця зняття та складування родючого шару ґрунту на час проведення робіт, заходи щодо захисту підземних вод від забруднення буровими розчинами, способи ліквідації можливих аварійних розливів бурового розчину і хімічних реагентів, а також оцінюють вплив буріння на навколишнє середовище.

Проєкт природоохоронних заходів реалізують у такій послідовності:

- до початку будівництва свердловини знімають родючий шар ґрунту на площі, відведеній під бурову вишку, амбари та інше обладнання; по периметру ділянки формують захисні борти, поверхню вирівнюють, а навесні засівають багаторічними травами для запобігання вітровій ерозії;
- облаштовують місця для накопичення та зберігання відходів буріння;
- споруджують бетонні майданчики для складування матеріалів і відповідні приміщення для їх зберігання;
- встановлюють насоси для повторного використання стічних вод після їх відстоювання у спеціальних ємностях;
- на ділянках, де дощові або паводкові води можуть винести забруднюючі матеріали за межі бурового майданчика, передбачають спеціальні захисні споруди.

Під час буріння нафтових і газових свердловин на природне середовище чиниться значний техногенний вплив, який охоплює гідросферу, літосферу та біосферу. У районах проведення бурових робіт виникає ризик забруднення довкілля, що може призводити до порушення природної екологічної рівноваги [13].

Основними джерелами забруднення є технологічні операції, що супроводжують процес буріння. До них належать:

- зняття та тимчасове складування родючого шару ґрунту під час підготовки майданчика для буріння;
- спорудження шламових амбарів для накопичення відходів буріння та їх подальша ліквідація;
- облаштування технологічних майданчиків для розміщення бурової установки й допоміжного обладнання;
- проведення рекультиваційних робіт після завершення буріння.

У районах, де джерелом водопостачання є верхні горизонти прісних підземних вод, під час проектування конструкції свердловини передбачають їх ізоляцію за допомогою кондуктора для недопущення проникнення бурового розчину у водоносні пласти [13].

Значна частина гідрогеологічних порушень пов'язана з розкриттям верхніх водоносних горизонтів у процесі поглиблення свердловини. У таких випадках можливе проникнення бурового розчину в підземні води, що спричиняє їх забруднення.

Найбільш уразливими об'єктами під час буріння є прісні підземні води та поверхневі водойми. Основними джерелами їх забруднення можуть бути витіки та фільтрація рідких відходів із шламових амбарів, а також поглинання бурового розчину породами.

Особливу небезпеку становлять бурові відходи, які накопичуються безпосередньо на території бурового майданчика. Вони містять різноманітні мінеральні та органічні речовини, зокрема хімічні реагенти, що можуть негативно впливати на надра і навколишнє середовище [13].

Після завершення технічної рекультивації земельну ділянку повертають землекористувачу в стані, придатному для проведення біологічної рекультивації. Після виконання повного комплексу відновлювальних заходів територія може бути знову використана для сільськогосподарських потреб.

Для забезпечення належної охорони надр під час буріння нафтових і газових свердловин необхідно дотримуватися таких вимог [13]:

- використовувати технології буріння, які мінімізують ризик викидів, поглинань бурового розчину, обвалів стінок свердловини та інших аварій;
- проводити випробування перспективних інтервалів за наявності ознак нафтогазоносності для більш повного вивчення геологічного розрізу;
- розкривати продуктивні пласти із застосуванням бурових розчинів, які найменше погіршують стан привибійної зони та продуктивність свердловини;
- обирати конструкцію свердловини й фільтраційне обладнання, що забезпечують безпечну та ефективну експлуатацію покладу;
- здійснювати контроль герметичності та технічного стану обсадних колон, особливо експлуатаційної;
- забезпечувати якісну ізоляцію водо-, нафто- та газопроявних інтервалів і герметичність затрубного простору для недопущення міжпластових перетоків;
- застосовувати способи розкриття пласта, які забезпечують максимальну продуктивність свердловини та її надійну роботу;
- визначати інтервали перфорації таким чином, щоб максимально охопити продуктивний пласт і водночас запобігти передчасному обводненню або прориву газу;
- використовувати методи освоєння свердловини, що дозволяють досягти проектних показників видобутку, уникнути відкритого фонтанування та інших аварійних ситуацій;
- виконувати комплекс глибинних досліджень під час випробування та дослідної експлуатації свердловин для отримання достовірної інформації про характеристики пласта, властивості пластових флюїдів і продуктивність покладу, що необхідно для подальшого проектування розробки родовища.

3.2 Випробування свердловин

Для забезпечення охорони надр під час буріння нафтових і газових родовищ необхідно дотримуватися таких основних вимог [14]:

- застосовувати технології розкриття та випробування пластів, які запобігають аваріям, викидам і поглинанням;

- використовувати бурові розчини, що мінімально забруднюють привибійну зону та знижують продуктивність пласта;
- проводити випробування перспективних інтервалів, визначених за геолого-геофізичними даними;
- обирати конструкцію свердловини, яка забезпечує її безпечну та ефективну експлуатацію;
- надійно ізолювати водо-, нафто- і газопроявні горизонти та забезпечувати якісний зв'язок пласта зі свердловиною;
- правильно підбирати спосіб та інтервали перфорації для досягнення максимальної продуктивності без передчасного обводнення чи прориву газу;
- застосовувати безпечні методи освоєння свердловин і виконувати необхідні глибинні дослідження для отримання інформації про характеристики пласта.

Під час випробування свердловин особливу увагу приділяють захисту навколишнього середовища. Необхідно запобігати забрудненню атмосфери, ґрунтів і водних ресурсів шкідливими викидами, пилом та продуктами роботи бурового обладнання [14].

Природоохоронні заходи визначаються з урахуванням природно-кліматичних умов району та технології випробування свердловин. Перевагу надають екологічно безпечним буровим розчинам і технологічним рідинам, а також технологіям очищення, які дозволяють зменшити обсяги відходів.

Основними способами поводження з відходами буріння є повторне використання бурових розчинів, застосування стічних вод у системах технічного водопостачання та утилізація відпрацьованих реагентів у спеціально відведених місцях. Найефективнішим вважається повторне використання бурових розчинів після їх очищення.

Після завершення робіт виконують рекультивацію території, яка включає демонтаж тимчасових споруд, герметизацію устя непродуктивних свердловин, вивезення відходів і шламу, засипання амбарів, облаштування водовідведення та повернення родючого шару ґрунту на рекультивовану ділянку [14].

3.3 Експлуатація нафтових і газових родовищ

Розробка та промислова експлуатація нафтових і газових родовищ здійснюються відповідно до затверджених технологічних схем або проєктних рішень. Під час проєктування системи розробки використовують перевірені методики розрахунків, враховуючи особливості геологічної будови покладів, їх геолого-промислові характеристики, а також фізико-хімічні властивості пластових флюїдів. Усі проєктні рішення повинні відповідати чинним нормативним документам, галузевим рекомендаціям та правилам розробки нафтових і газових родовищ [12].

Однією з основних вимог охорони надр у процесі експлуатації є суворе дотримання затверджених проєктних показників. Для забезпечення ефективного використання запасів вуглеводнів необхідно здійснювати постійний геолого-промисловий моніторинг та оперативне регулювання процесу розробки. Такі заходи спрямовані на раціональне використання пластової енергії, оптимальну роботу систем підтримання пластового тиску, ефективне використання фонду свердловин і впровадження методів інтенсифікації видобутку. Це дає змогу підтримувати заплановані обсяги видобування нафти й газу та досягати максимально можливого коефіцієнта вилучення вуглеводнів за конкретних геолого-технологічних умов [12].

Для реалізації зазначених завдань необхідно:

- забезпечувати підтримання пластового тиску на оптимальному рівні, достатньому для ефективної роботи експлуатаційного фонду свердловин;
- уникати надмірного закачування води в пласт, що може призвести до небажаного підвищення пластового тиску та ускладнення буріння нових свердловин;
- здійснювати рівномірний розподіл обсягів закачуваного агента відповідно до фактичних обсягів відбору рідини на окремих ділянках покладу;

- на пізніх стадіях розробки застосовувати заходи з коригування напрямків фільтраційних потоків і впроваджувати циклічне заводнення для підвищення ефективності витіснення нафти;
- максимально використовувати пластові та супутні води як робочий агент для підтримання пластового тиску та збільшення коефіцієнта нафтовилучення;
- не допускати надмірних дебітів свердловин, особливо розташованих поблизу водонафтових, газонафтових контактів та нагнітальних рядів, щоб запобігти передчасному обводненню або прориву газу;
- своєчасно вводити в роботу свердловини бездіяльного фонду, збільшувати міжремонтні періоди їх експлуатації, переводити свердловини на механізовані способи видобутку та оптимізувати режими роботи підйомного обладнання;
- оперативно реагувати на зниження продуктивності свердловин, підвищення обводненості продукції або прориви газу шляхом проведення робіт з інтенсифікації видобутку та ізоляції небажаних припливів;
- під час проведення обробок привибійної зони пласта контролювати тиск і режими закачування робочих агентів, особливо поблизу водонафтових і газонафтових контактів, щоб уникнути передчасного прориву води або газу до свердловини.

Одним із головних завдань охорони надр під час розробки нафтових і газових родовищ є максимально повне вилучення запасів вуглеводнів за умови збереження природного середовища та недопущення негативного впливу на надра [12].

Застосування заводнення пластів дозволило суттєво підвищити нафтовіддачу та ефективність розробки родовищ. Проте навіть за використання сучасних методів значна частина запасів нафти залишається невилученою. Тому важливим напрямом підвищення ефективності розробки є впровадження нових методів впливу на пласт і вдосконалення геолого-промислових досліджень для кращого вивчення процесів, що відбуваються в пласті.

Важливу роль у збереженні надр відіграє постійний контроль за розробкою родовища, зокрема за пластовим тиском, переміщенням контурів нафто- і газоносності та взаємодією між пластами. Робота видобувних і нагнітальних свердловин повинна здійснюватися відповідно до встановлених технологічних режимів, які забезпечують стабільну роботу пласта та запобігають його передчасному обводненню.

Особлива увага приділяється захисту свердловинного обладнання від корозії, оскільки порушення герметичності обсадних колон може призвести до міжпластових перетоків, відкритих фонтанів, втрат вуглеводнів та забруднення довкілля. Для підвищення надійності колон застосовують пакування міжколонного простору, інгібітори корозії та захисні покриття [12].

Під час будівництва і експлуатації свердловин виконують комплекс заходів, спрямованих на запобігання витокам пластових флюїдів. Для цього правильно підбирають густину бурового розчину, здійснюють якісне цементування обсадних колон та перевіряють їх герметичність. Після цементування колони обов'язково випробовують для підтвердження її технічної справності та надійної ізоляції пластів.

Для запобігання аварійним ситуаціям продуктивні горизонти розкривають із застосуванням обважнених бурових розчинів і противикидного обладнання. Також важливо попереджати обвали стінок свердловини шляхом використання якісних промивальних розчинів та дотримання необхідних режимів промивання.

Під час розробки газових родовищ і експлуатації підземних сховищ газу особливе значення має контроль герметичності свердловин та газоносних об'єктів. Через високу рухливість газу навіть незначні витoki можуть спричинити загазованість територій, забруднення атмосфери, а також створювати небезпеку вибухів і пожеж. Саме тому необхідно здійснювати постійний газохімічний моніторинг та контроль технічного стану свердловин і сховищ [12].

3.4 Консервація і ліквідація свердловин

До свердловин, які можуть бути тимчасово законсервовані, належать розвідувальні свердловини з промисловими припливами нафти або газу до введення родовища в експлуатацію, свердловини, що в майбутньому можуть використовуватися як нагнітальні чи п'езометричні, а також експлуатаційні свердловини, роботу яких тимчасово припинено для запобігання обводненню, дегазації покладу або з економічних і виробничих причин. До цієї категорії також відносять високообводнені та малодобітні свердловини, подальша експлуатація яких на певному етапі є нерентабельною [12].

Ліквідації підлягають розвідувальні, видобувні, нагнітальні та спостережні свердловини, які виконали своє призначення, виявилися непродуктивними, не були доведені до проєктної глибини через геологічні чи технічні причини або подальше їх використання є неможливим чи недоцільним. Також ліквідовують свердловини з критичним обводненням або низькими дебітами, якщо їх неможливо перевести на інші функції [12].

Ліквідація свердловин проводиться з обов'язковим виконанням ізоляційних робіт для запобігання міжпластовим перетокам та забрудненню навколишнього середовища. За можливості обсадні колони вилучають, після чого стовбур свердловини заповнюють цементним або глинистим розчином і герметизують устя. На місці ліквідованої свердловини встановлюють металеву табличку із зазначенням назви площі, номера свердловини та року ліквідації.

Після завершення ліквідаційних робіт обов'язково проводять рекультивацію земельної ділянки, щоб привести її у придатний стан та повернути для подальшого використання [12].

Висновок до третього розділу

У результаті аналізу заходів з охорони надр і навколишнього середовища встановлено, що їх дотримання є необхідною умовою безпечного будівництва, експлуатації та ліквідації нафтових і газових свердловин. Раціональне

використання природних ресурсів, контроль технічного стану свердловин, запобігання забрудненню ґрунтів, підземних і поверхневих вод, а також своєчасне проведення рекультиваційних робіт дають змогу мінімізувати негативний вплив на довкілля та забезпечити ефективне використання запасів вуглеводнів.

Особлива увага повинна приділятися дотриманню технологічних вимог під час буріння, розробки, консервації та ліквідації свердловин, оскільки саме на цих етапах існує найбільший ризик виникнення аварійних ситуацій і забруднення навколишнього середовища. Виконання комплексу природоохоронних заходів сприяє збереженню надр, підвищенню ефективності розробки родовищ і забезпечує екологічну безпеку територій, на яких здійснюється нафтогазовидобувна діяльність.

РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Загальні організаційно-технічні вимоги

Згідно з [15], під час виконання робіт у нафтогазовій галузі роботодавець зобов'язаний отримати необхідні дозволи або подати декларацію відповідності вимогам охорони праці відповідно до Порядку видачі дозволів на виконання робіт підвищеної небезпеки та на експлуатацію машин, механізмів і устаткування підвищеної небезпеки. Об'єкти, на яких використовуються небезпечні речовини, підлягають ідентифікації згідно із Законом України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» та Порядком ідентифікації об'єктів підвищеної небезпеки та їх обліку.

Проектна документація на будівництво, реконструкцію та облаштування об'єктів підвищеної небезпеки розробляється відповідно до ДБН А.2.2-3:2014 «Склад та зміст проектної документації на будівництво» та проходить необхідні експертизи і погодження.

Роботи підвищеної небезпеки виконуються за затвердженими проектами, планами та нарядами-допусками. Для запобігання аваріям і ліквідації їх наслідків розробляються плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, а також плани реагування на надзвичайні ситуації. Для об'єктів 1 і 2 класу небезпеки розробляються політика запобігання аваріям і звіт про заходи безпеки відповідно до Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки».

Розслідування нещасних випадків і аварій здійснюється згідно з Порядком розслідування та обліку нещасних випадків, професійних захворювань та аварій на виробництві. Консервація свердловин виконується відповідно до ДСТУ 7285:2012 «Нафтова і газова промисловість. Консервація свердловин», а ліквідація та переведення свердловин на інші горизонти — згідно з чинними нормативно-правовими актами.

До роботи допускаються працівники, які пройшли медичні огляди відповідно до Порядку проведення медичних оглядів працівників певних категорій, а також навчання і перевірку знань з охорони праці відповідно до Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці.

Працівники забезпечуються засобами індивідуального захисту відповідно до Мінімальних вимог безпеки і охорони здоров'я при використанні працівниками ЗІЗ на робочому місці та галузевих норм їх видачі. Роботи на висоті виконуються із застосуванням засобів захисту від падіння.

Експлуатація нафтогазових об'єктів здійснюється згідно з технологічними регламентами, вимогами ДСП 6.177-2005-09-02 «Основні санітарні правила забезпечення радіаційної безпеки України», Кодексу цивільного захисту України, а також нормативами щодо аварійно-рятувального обслуговування та функціонування систем раннього виявлення надзвичайних ситуацій.

4.2 Правила безпеки під час експлуатації нафтових свердловин за допомогою ШСНУ

Устя свердловини, відповідно до [15], повинно бути оснащено запірною арматурою та пристроєм для герметизації штока. Обв'язка устя має забезпечувати контроль тиску, відбір газу із затрубного простору та проведення необхідних досліджень.

Конструкція сальникового пристрою повинна дозволяти заміну ущільнювальних елементів без зниження тиску в свердловині.

Перед проведенням робіт, пов'язаних із зупинкою верстата-качалки, необхідно відключити електродвигун, опустити контрвантажі в нижнє положення, зафіксувати їх гальмівним механізмом і встановити на пусковому пристрої попереджувальний плакат «Не вмикати – працюють люди!».

На свердловинах, обладнаних системами автоматичного або дистанційного керування верстатами-качалками, повинні бути встановлені попереджувальні знаки «Увага! Пуск автоматичний».

Кривошипно-шатунний механізм, а також майданчики для обслуговування електроприводу і пускової апаратури мають бути обладнані захисними огороженнями. Монтаж верстата-качалки повинен виключати контакт його рухомих частин із фундаментом, ґрунтом або елементами огорожі.

У крайньому нижньому положенні головки балансира відстань між траверсою підвіски сальникового штока (або штанготримачем) та устьовим сальником повинна становити не менше 20 см.

Рама верстата-качалки має бути надійно заземлена шляхом з'єднання з кондуктором або проміжною колоною щонайменше двома сталевими провідниками, привареними в різних місцях. Заземлювальні провідники повинні відповідати встановленим вимогам щодо розмірів і бути заглибленими в ґрунт не менше ніж на 0,5 м. Для заземлення допускається використання круглої, смугової, кутової або іншої профільної сталі.

Верхня частина устьового сальника повинна розташовуватися на висоті не більше 1 м над рівнем майданчика обслуговування.

4.3 Пожежна безпека

Нафтогазові підприємства належать до категорії підвищеної пожежної небезпеки. Тому правила вимагають, щоб устя свердловин було герметизоване й обладнане противикидними пристроями. На території, згідно з [16], забороняється використання відкритого вогню та куріння, а всі електроустановки повинні мати вибухозахищене виконання.

Технологічне обладнання – насосні установки, резервуари, трубопроводи – регулярно перевіряється на герметичність, а системи заземлення та блискавкозахисту мають бути справними. Для гасіння можливих загорянь на майданчиках встановлюються пожежні щити з вогнегасниками, ящиками піску та бочками з водою. На великих об'єктах передбачаються стаціонарні системи пожежогасіння – водяні, пінні або газові.

Персонал зобов'язаний проходити інструктажі з пожежної безпеки, знати маршрути евакуації та порядок дій у разі пожежі. На підприємстві призначаються відповідальні особи або створюється добровільна пожежна дружина. Також правила вимагають постійного контролю за концентрацією горючих газів у робочій зоні. Якщо показники перевищують допустимі значення, роботи негайно

припиняються, проводиться вентиляція, а працівники відводяться у безпечне місце.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

Дана робота складається з чотирьох розділів (геологічного, технологічного, охорони надр і навколишнього середовища, охорони праці). Підіб'ємо підсумки по кожному з них.

Розпочнемо з геології. Лиманське нафтогазоконденсатне родовище розташоване в Полтавській області, характеризується сприятливими геолого-фізичними умовами для розробки та наявністю продуктивних колекторів із достатньо високими ємнісно-фільтраційними властивостями. Основні запаси вуглеводнів зосереджені в горизонті В-19, який має поровий тип колектора, задовільні показники пористості та проникності. Фізико-хімічні властивості нафти свідчать про її відносно невисоку в'язкість, що позитивно впливає на процес видобутку, однак наявність парафінів, смол та асфальтенів створює передумови для утворення асфальтосмолопарафінових відкладень. Це необхідно враховувати під час вибору способу експлуатації свердловин і технологічних заходів щодо забезпечення стабільної роботи видобувного обладнання.

Перейдемо до технологічного розділу. у даному розділі було розглянуто конструкцію та склад обладнання нафтових свердловин, а також особливості експлуатації свердловини за допомогою штангової свердловинної насосної установки. Встановлено, що ШСНУ є ефективним механізованим способом видобування нафти, який забезпечує надійну роботу свердловини завдяки узгодженій роботі наземного, гирлового та підземного обладнання.

У ході роботи виконано комплекс технологічних, гідравліко-технологічних і механіко-технологічних розрахунків, що дозволили обґрунтувати вибір основного обладнання та визначити оптимальні параметри його роботи. Дані для цих розрахунків були взяті з геологічного розділу. За результатами розрахунків встановлено глибину спуску насоса 821 м, обрано верстат-качалку типу 2СК-2-0,6-250 та штанговий глибинний насос НВ1Б-28-18-12. Також визначено основні показники роботи установки, зокрема коефіцієнт наповнення насоса 0,663 і коефіцієнт подачі ШСНУ 0,542.

В наступному розділі було визначено, що дотримання вимог з охорони надр і навколишнього середовища є важливою складовою безпечної та ефективної розробки нафтових і газових родовищ. Виконання природоохоронних заходів дає змогу запобігати забрудненню довкілля, раціонально використовувати природні ресурси та забезпечувати збереження запасів вуглеводнів.

Особливе значення має дотримання встановлених вимог під час буріння, експлуатації, консервації та ліквідації свердловин, оскільки це сприяє зниженню ризику аварій і негативного впливу на навколишнє середовище.

Завершальним розділом даної роботи є охорона праці. В ході його розробки було встановлено, що під час експлуатації нафтових свердловин важливе значення має не лише охорона навколишнього середовища, а й забезпечення безпечних умов праці для персоналу. Робота зі штанговими свердловинними насосними установками пов'язана з дією рухомих механізмів, електрообладнання, підвищених навантажень та інших небезпечних виробничих факторів, тому дотримання вимог охорони праці є обов'язковою умовою безпечної експлуатації свердловин.

Використання справного обладнання, проведення своєчасних технічних оглядів, дотримання виробничих інструкцій і застосування засобів індивідуального захисту дають змогу знизити ризик виробничого травматизму та аварійних ситуацій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас родовищ нафти і газу України : у 6 т. / гол. ред. М. М. Іванюта. – Львів : Центр Європи, 1998.
2. Географія Полтавщини-клімат [Електронний ресурс]//Wayback Machine. – Режим доступу:
<https://web.archive.org/web/20120401005402/http://geo.pnpu.edu.ua/climate.php>
(дата звернення: 24.05.2026). – Назва з екрана.
3. Булава Л. М. Географія Полтавської області : підручник / Леонід Миколайович Булава. – Полтава : ПОПОПП, 1999.
4. Атмосферні явища град гроза хуртовина туман [Електронний ресурс] // Географічні карти України. Природні умови та природні ресурси. – Режим доступу: <https://geomap.land.kiev.ua/climate-6.php> (дата звернення: 24.05.2026). – Назва з екрана.
5. Дослідження щодо зміни клімату [Електронний ресурс] // Міністерство захисту довкілля та природних ресурсів України. – Режим доступу: <https://mepr.gov.ua/diyalnist/napryamky/zmina-klimatu/doslidzhennya-shhodo-zminy-klimatu> (дата звернення: 24.05.2026). – Назва з екрана.
6. Спеціальний дозвіл на користування надрами [Електронний ресурс] // Державна служба геології та надр України. – Режим доступу: <https://www.geo.gov.ua/wp-content/uploads/2020/03/спеціальний-дозвіл-на-користування-надрами-від-23.03.2000-№-2181.pdf> (дата звернення: 24.05.2026). – Назва з екрана.
7. Булава Л. М. ПРИРОДА ТА НАСЕЛЕННЯ ПОЛТАВСЬКОЇ ОБЛАСТІ. Навчальний посібник для учнів 8 класу загальноосвітніх навчальних закладів : посібник / Леонід Миколайович Булава. – Полтава : Полтав. облас. ін-т післядиплом. освіти пед. працівників ім. М.В. Остроградського, 2017. – 42 с.
8. Водні ресурси полтавщини [Електронний ресурс] // Регіональний офіс водних ресурсів у Полтавській області. – Режим доступу: <https://poltavavodgosp.gov.ua/vodni-resursy-poltavshchynu-2/> (дата звернення: 28.05.2026). – Назва з екрана.

9. Фик М. І., Хріпко О. І., Раєвський Я. О., Варавіна О. П. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.

10. Бойко В. С., Бойко Р. В. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: у 2-х томах. – Львів : Априорі, 2006. – Т. 2: Л–Я. – 800 с.

11. Методичні рекомендації до виконання курсового проекту з навчальної дисципліни «Технологія видобування нафти» (для студентів 3 курсу денної форми навчання спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова; уклад. В. М. Орловський, І. О. Худяков, К. М. Палєєва. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. – 44 с.

12. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ [Електронний ресурс] : Наказ М-ва екології та природ. ресурсів України від 15.03.2017 № 118 : станом на 2 черв. 2023 р. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0692-17#Text> (дата звернення: 06.06.2026). – Назва з екрана.

13. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Буріння нафтових і газових свердловин. Редакція «Гірничої енциклопедії», Полтава: НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ-2000», 2024. – 409 с.

14. Про затвердження Інструкції із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу [Електронний ресурс] : Наказ Держ. коміс. України по запасах корис. копалин від 10.07.1998 № 46. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0475-98#Text> (дата звернення: 06.06.2026). – Назва з екрана.

15. Про затвердження Правил безпеки в нафтогазодобувній промисловості [Електронний ресурс] : Наказ Всі міжнар. док. від 27.04.2023 № 2610 : станом на 5 лип. 2023 р. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0928-23#Text> (дата звернення: 07.06.2026). – Назва з екрана.

16. Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні [Електронний ресурс] : Наказ М-ва внутр. справ України від 30.12.2014 № 1417 : станом на 27 лют. 2026 р. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0252-15#Text> (дата звернення: 07.06.2026). – Назва з екрана.