

Вступ

Україна одна з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався вже на початку другої половини 19-го століття. Їх використання мало значний вплив на науково технічний прогрес нашого віку. Практично немає такої галузі економіки, де б не використовувались нафта, газ та продукти їх переробки. Вони ж є головними сучасними енергоносіями. Початкові потенційні видобувні ресурси вуглеводнів України становлять 8481 млн. тонн умовного палива, з них нафти і конденсату 1706 млн. тонн (20%), газу – 6712 млн. м³

(80%). При цьому початкові потенційні ресурси вуглеводнів на суходолі становлять 6886 млн. тонн у.п. (82%), у морських акваторіях 1532 млн. тонн у.п. (18%).

Наведені дані свідчать про те що Україна володіє певними потенційними ресурсами для розвитку сировинної бази нафтової і газової промисловості та відповідного зростання видобутку вуглеводнів. Цілком зрозуміло, що в кризових умовах, в яких перебуває наша держава, це дуже складна проблема. З метою її вирішення розроблено і в 1995 р. затверджено Урядом Національну програму “Нафта і газ України до 2010 року” якою було передбачено збільшення видобутку нафти з конденсатом до 4,9 млн. тонн у 2000 р. і 7,5 млн. тонн – у 2010 р. тонн, а відповідно газу 27,3 та 35,3 млрд, м³

Для реалізації цієї програми було передбачено необхідні обсяги геологорозвідувальних робіт, технічне переозброєння сейсморозвідки тощо.

Буріння свердловин в Україні, в основному, повторило світовий досвід, а багато технологій та технічних рішень були винайдені навіть раніше, ніж в інших країнах. Так, ще в кінці 50-х рр. на Рудківському газовому родовищі були пробурені похило-скеровані кушові свердловини. При спорудженні надглибоких свердловин освоєні технології та обладнання для буріння стовбурів свердловин великого діаметра. Вперше в 70-і рр. було освоєне в

промислових масштабах буріння свердловин і розкриття продуктивних горизонтів з продувкою вибою газоподібними агентами. Тоді ж на Прикарпатті були пробурені 11 багатовибійних горизонтально-розгалужених свердловин із використанням електробурів та телесистем.

І сьогодні у Східному регіоні України (на площах Дніпровсько-Донецької западини) буряться свердловини у великих товщах хемогенних порід, в умовах високих температур, аномально-високих пластових тисків на глибинах понад 6 тис. м. Тут вирішені проблеми забезпечення стійкості стінок свердловин, надійного спуску та цементування обсадних колон.

Сьогодні інженери та вчені створили досконалі долота, міцні труби, потужні бурові верстати, надійні системи бурових розчинів, навчилися передбачувати в умовах інформаційної невизначеності можливі ускладнення процесу буріння та вибирати ефективні методи їх усунення.

Проте нині вже розробляються нові методи, зокрема буріння свердловин лазером. Сучасна техніка і технологія мають ще далеко не вичерпані резерви удосконалення. Вже у найближчий час з'явиться можливість бурити свердловини глибиною 5—7 тис. м протягом 3—5 місяців як за рахунок використання більш досконалих технологій та інструментів (доліт, шланготруб, електробурів), так і за рахунок переходу на нові методи організації бурового процесу із залученням вузькоспеціалізованих сервісних компаній з окремих напрямків спорудження свердловин.

Структура видобувних галузей в т. ч. нафтогазовидобувної, така що рівень видобутку значною мірою залежить від обсягів розвіданих запасів того або іншого виду корисних копалин та їх якості.

Загальні відомості

Відомості про район бурових робіт

1. Назва площі, родовища	Кобзівське
2. Адміністративне розташування	
- держава	Україна
- область	Харківська
- район	Кегичівський
3. Рік вводу площі в буріння	-
4. Температура повітря, °C:	
- середньорічна	+8
- максимальна літня	+37
- мінімальна зимня	-30
5. Середньорічна кількість опадів, мм	500
6. Максимальна глибина промерзання ґрунту, м	1,2
7. Тривалість опалювального періоду, діб	189
8. Тривалість зимового періоду, діб	120
9. Азимут переважаючого напрямку вітру	Південно - східний
10. Максимальна швидкість вітру, м/с	20

Відомості про площадку будівництва бурової

1. Рельєф місцевості	слабогорбиста рівнина
2. Стан місцевості	незаболочена
3. Товщина	
- снігового покриття, см	50
- ґрунтового шару, см	40
4. Рослинне покриття	трава
5. Категорія ґрунту	третя

Розміри земельних ділянок, які відводяться в тимчасове користування

1. Майданчики свердловин, га	3,5
2. Дороги, га	0,25
Всього:	3,65

1. Геологічна частина

Родовище розташоване в Красноградському районі Харківської області на відстані 25 км. від міста Красноград. У тектонічному відношенні воно знаходиться в межах Хрещищенсько – Єфремівського валу в південно – східній частині при осової зони Дніпровсько – Донецької западини.

У пермсько – верхньокам'яновугільних відкладах структура є брахіантикліналю північно – західного простягання, південно – східна частина якої повністю зруйнована Хрещищенським соляним штоком. Девонські соляні маси разом з галогенною товщею пермі утворили соляне покриття над західною частиною складки, сформувавши надійну пастку для вуглеводнів. Підняття порушене радіальними скидами амплітудою від 100 до 150 м. Його розміри у верхах карбону 11.0x5.2 км, амплітуда 800м. Проведеними роботами встановлено, що це між купольна структура, похована під комплексом мезокайнозойських відкладів. Пошуковими свердловинами виявлено численні поклади газоконденсату у відкладах пермі і верхнього карбону. Вони пов'язані із склепінними пастками. Скупчення вуглеводнів утворили родовище з поверхом газоносності близько 1500м. Поклади горизонту А – 3 пластовий склепінний тектонічно екрановий. Скупчення вуглеводнів інших горизонтів – масивно – пластові склепінні тектонічно екранові, а горизонтів А – 6 – 7, Г – 9 ще й літологічно обмежені. Колекторами є піщані пласти в товщі аргілітів. Середнє значення пористості пісковиків пермі 19%, верхнього карбону 15%.

Площа розбурювалась експлуатаційними свердловинами рівномірною сіткою з відстанню між свердловинами 500 – 900 м окремо для верхнього карбону і пермі як для двох самостійних об'єктів розробки.

Всього на площі пробурено 202 свердловини, з них 148 для розробки покладів верхнього карбону і 54 – пермі. Середня глибина перших 3750 м, других – 3400 м.

За період розробки газу – водяний контакт покладу верхнього карбону піднявся на 86 м. Це зумовлено трьома причинами: просуванням контурних вод вздовж пластів, підняттям по тектонічних порушеннях, проникненням по заколонному простору внаслідок негерметичності цементного кільця у свердловинах.

На 1.01. 1994р. родовище знаходиться у розробці.

Експлуатаційна свердловина №70 закладається з метою розробки газових горизонтів А – 6,7,8, Г – 6 картамиської свити нижньої пермі та верхнього карбону.

Коротка характеристика стратиграфії та літології геологічного розрізу свердловини приведена в таблицях 1.1 та 1.2.

1.2. Нафтогазоводоносність

На основі промислових даних приведемо у вигляді таблиць 1.3 та 1.4 газоносність та водоносність горизонтів, вкажемо глибини залягання горизонтів, тип колектора, вміст сірки, парафіну, вільний дебіт.

Таблиця 1.3 – Газоносність

Індекс продуктивного горизонту	Інтервал залягання, м		Вид флюїду	Пластовий тиск в покрівлі горизонту, МПа/кгс/см ²	Гradient пластового тиску, кгс/см ² ·10
	покрів.	підшви			
P1kt (A-6)	3350	3400	газ-кондксат	32,45/331,0	0,99
P1kt(A-7)	3410	3480	газ-кондксат	33,14/338,0	0,99
P1kt(A-8)	3490	3520	газ-кондксат	33,92/346,0	0,99
C3 kt(Г-6)	3560	3650	газ-кондксат	36,96/377,0	1,06

Таблиця 1.4 - Водоносність

Стратиграфія	Глибина підшви страт. гор., м	Водоносність		
		Тип води	Мінералізація, г/л	Дебіт, м ³ /добу
1	2	3	4	5
Q+N+P	140	ГНСН	– 1,6	30,0 – 200,0
K2	500	ГНСН	0,5 – 1,5	100,0 – 300,0
K1	550	ГНСН	0,5 – 1,5	-2000,0

J3	880	ХКХЬГНСН	1,0 – 10,0	-250,0
J1+2	1200	ХК	30,0 – 60,0	50,0 – 600,0
T2+3	1630	ХК	50,0 – 100,0	500,0 – 1500,0
T1dr	2000	ХК	80,0 – 100,0	-1500,0
P1km	2310	ХК	200,0 – 320,0	0,3 – 0,5
P1sl/ks	2450	ХК	200,0 – 320,0	0,3 – 0,5

Показник	Глибина залягання,м								
	140	500	550	880	1200	1630	2000	2310	2450
Тиск,МПа	1,24	4,72	5,22	8,5	11,69	16,11	20,03	23,66	25,28
Температура,С	27	34	34	40	46	54	61	66	69
Глибина,м	2530	2650	2890	3090	3340	3540	3670		
Тиск,МПа	26,21	27,60	30,38	32,70	35,60	37,91	39,42		
Температура,С	70	72	77	80	85	88	91		
P1sl/nb	2530		ХК		200,0 – 320,0		0,3 – 0,5		
P1sl/br	2650		ХК		200,0 – 320,0		0,3 – 0,5		
P1sl/pb	2890		ХК		200,0 – 320,0		0,3 – 0,5		
P1nk/tr	3090		ХК		250,0 – 330,0		0,1 – 30,0		
P1nk/sv	3340		ХК		200,0 – 320,0		0,1 – 30,0		
P1kt	3540		ХК		200,0 – 300,0		1,0 – 45,0		
C3 kt	3670		ХК		200,0 – 300,0		1,0 – 45,0		

ХК – хлоркальцієва

ГН – гідрокарбонатнонатрієва

ХМ – хлор магнієва

СН - сульфатнонатрієва

Приведемо у вигляді таблиці 1.5, значення пластового тиску та значення пластової температури.

Таблиця 1.5 – Значення пластового тиску та пластової температури

1.3. Геолого-технічні умови буріння

Виходячи із аналізу геолого-технічних умов проходки свердловини (пластово-баричних особливостей, фізико-механічних параметрів порід), можна виділити ряд інтервалів з несумісними умовами буріння

- верхній водоносний;
- флюїдоупорний;
- продуктивний нафтогазоносний.

Верхній інтервал складений ґрунтово-рослинним шаром, пісками, пісковиками, мергельною товщею з прошарками алевролітів, глин. За буримістю породи відносяться до категорії м'яких з прошарками середньої твердості.

Водоносні горизонти вміщують питні води, які необхідно ретельно охороняти від забруднення при бурінні.

Розріз нестійкий, так як включає пласти водоносних пісків, пухких пісковиків, тріщинуватих вапняків, які відрізняються дуже низькими значеннями градієнта тиску гідророзриву і тому схильних до поглинань бурового розчину. Тут також спостерігаються осипання стінок і звуження ствола свердловини.

Флюїдоупорні відклади другого інтервалу характеризуються значно вищими міцнісними параметрами. За буримістю породи відносяться до м'яких з пластами твердих і прошарками порід середньої твердості. Розріз нестійкий: в ньому можливі осипання стінок свердловини, звуження ствола, поглинання бурового розчину, жолобоутворення.

Розріз третього інтервалу складений переважно прошарками пісчано-алевролітових і глинистих порід (аргілітів) з прошарками вапняків. За буримістю породи відносяться до твердих з прошарками міцних вапняків і аргілітів середньої твердості.

Міцнісні параметри порід досить високі. Можливі осипання аргілітів, утворення каверн, виступів, жолобів, часткові поглинання бурового розчину.

Деформування і руйнування гірських порід при створенні внутрішніх механічних навантажень характеризуються механічними властивостями, до яких відносять: твердість, пластичність, категорію буримості, абразивність. Всі значення цих показників порід, що складають розріз свердловини, приведені у таблиці 1.8.

У вигляді таблиць 1.6 та 1.7 подамо відомості про нафтогазоводопроявлення та поглинання де вкажемо інтервали горизонтів, тип флюїду, умови виникнення.

Можливі ускладнення

Таблиця 1.6 – Поглинання бурового розчину

Індекс страти-графічного підрозділу	Інтервал		Чи є втрата циркуляції	Гradient тиску поглинання	Умови виникнення
	Від	До			
K₂	140	550	ні	0,95	При підвищенні густини бурового розчину вище 1590 кг/м ³
T₂₊₃	1200	1630	ні	0,97	При підвищенні густини бурового розчину вище 1540 кг/м ³
P₁^{kt}	3340	3670	ні	1.07	При підвищенні густини бурового розчину вище 1540 кг/м ³

Таблиця 1.7 – Нафтогазоводопроявлення

Індекс підрозділу	Інтервал		Вид проявлювального флюїду	Умови виникнення
	Від	До		
P₁^{kt}, C₃^{kt}	3350	3670	Газо – конденсат	При пониженні протитиску на пласт

Таблиця 1.8 – Фізико-механічні властивості гірських порід по розрізу свердловини.

Інтервал м.		Коротка назва гірської породи	Густина, кг/м ³	Пористість %	Проникність, мД	Розшарування породи	Абразивність породи, мг	Категорія породи
Від	До							
0	140	суглинок гравій	2350 2450	25,0 5,0	100,0 15,0	1,0 1,0	12 0,8	Середня Середня
140	1200	аргіліт	2350	7,0	40,0	3,0	4,8	Міцна Тверда Міцна Тверда Міцна
		алевроліт	2400	3,0	10,0	3,0	20,0	
		пісковик	2450	9,0	50,0	3,0	24,8	
		мергель	2400	1,0	1,0	3,0	3,5	
		вапняк	2680	7,0	15,0	3,0	2,5	
1200	2000	аргіліт	2420	5,0	5,0	3,0	12,0	Середня Тверда Міцна Міцна
		алевроліт	2450	8,0	25,0	3,0	42,3	
		пісковик	2620	13,0	15,0	3,0	34,5	
		роговик	2680	8,0	15,0	3,0	13,4	
2000	2310	глина	2200	0,5	1,0	3,0	17,4	Середня Міцна Тверда
		пісковик	2420	8,0	10,0	3,0	25,0	
		аргіліт	2350	5,0	5,0	3,0	7,1	
2310	2530	аргіліт	2450	5,0	5,0	3,0	18,2	Середня Міцна Міцна
		алевроліт	2620	10,0	15,0	3,0	3,4	
		пісковик	2550	10,0	35,0	3,0	85,2	
2530	2650	аргіліт	2420	5,0	5,0	3,0	12,2	Середня Тверда Міцна Міцна
		алевроліт	2450	8,0	25,0	3,0	42,3	
		пісковик	2620	13,0	15,0	3,0	34,5	
		роговик	2680	8,0	15,0	3,0	13,4	
2650	3090	аргіліт	2420	2,0	1,0	3,0	3,9	Тверда Міцна Міцна
		алевроліт	2500	7,0	25,0	3,0	18,6	
		пісковик	2420	8,0	50,0	3,0	26,2	
3090	3340	пісковик	2550	13,0	50,0	3,0	37,7	Міцна Міцна Тверда Міцна
		алевроліт	2480	7,0	35,0	3,0	20,1	
		вапняк	2680	3,0	5,0	3,0	15,7	
		аргіліт	2420	1,5	2,0	3,0	1,0	
3340	3670	аргіліт	2420	1,5	2,0	3,0	3,5	Тверда Міцна Міцна Тверда
		алевроліт	2490	6,0	30,0	3,0	3,4	
		пісковик	2650	7,0	45,0	3,0	25,2	
		мергель	2400	0,5	0,5	3,0	3,2	

2. Техніко-технологічна частина

2.1. Конструкція свердловини

На основі промислових даних приведимо у вигляді таблиці 2.1 та схеми 2.1 конструкцію свердловини, де вкажемо кількість обсадних колон, глибини їх спуску, інтервали тампонування, діаметри колон та доліт для буріння під ці колони. Також в таблиці 2.2 дамо коротке обґрунтування необхідності спуску кожної обсадної колони.

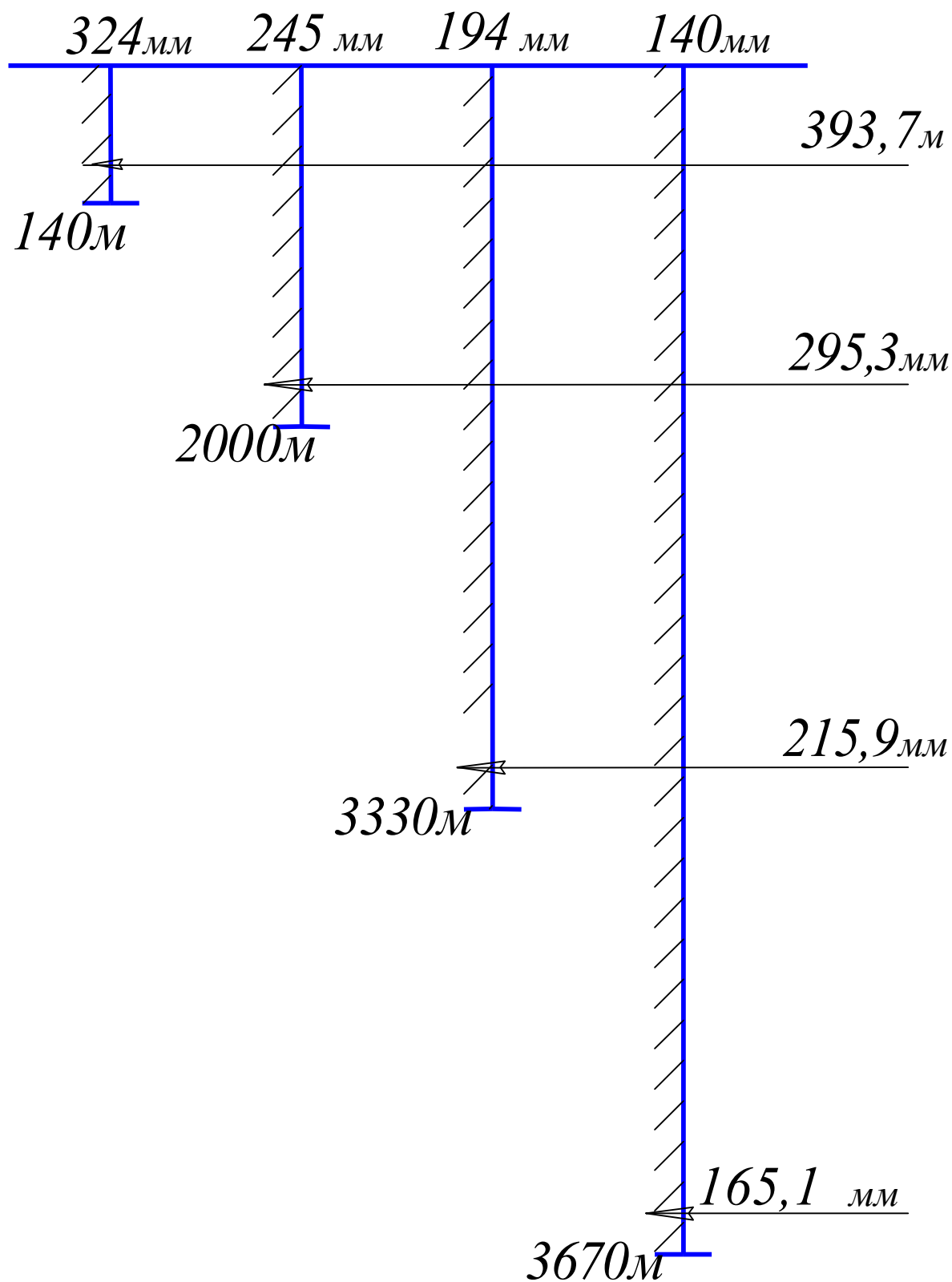


Рисунок 2.1 – Схема конструкції свердлови

Таблиця 2.2 – Обґрунтування вибраної конструкції

Назва	Діаметр, мм	Глибина, м	Призначення
Кондуктор	324	140	Для перекриття відкладів антропогену, неогену і палеогену, запобігання розмиву устя свердловини при подальшому бурінні, ізоляції горизонтів з прісними водами.
Проміжна	245	2000	Для перекриття відкладів крейди, юри та тріасу, схольних до осипань, обвалів, звужень ствола свердловини, утворення сальників та часткових поглинань, а також для герметизації устя свердловини проти викидним обладнанням.
Проміжна	194	3330	Для перекриття відкладів нижньої пермі, схильних до викривлень ствола свердловини, утворення жолобів, каверн і виступів, течії порід, а також для створення безпечних умов при розкритті нижче залягаючи продуктивних горизонтів
Експлуатаційна	140	3670	Для перекриття та випробування продуктивних горизонтів

2.2 Профіль ствола свердловини

Оскільки проектна свердловина вертикальна, то профіль ствола не розраховуємо.

2.3 Спосіб буріння

Розповсюдженими способами буріння є роторний, турбінний, гвинтовими вибійними двигунами та буріння електробурами.

Вибір способу буріння є одним із основних етапів при проектуванні технології заглиблення, оскільки в подальшому вибраний спосіб буріння впливає на вибір параметрів режиму буріння, бурильного інструменту, типу бурової установки і як наслідок технологію кріплення свердловини. Кінцеве рішення про вибір способу буріння являє собою складну техніко-економічну проблему, вирішення якої залежить як від геолого-технічних умов буріння, так і від стану матеріального забезпечення УБР.

Проаналізувавши гірничо-геологічні умови буріння свердловини №70 Кобзівської площі, технічні ресурси та наявне обладнання Хрестищенського УБР можна зробити висновок, що для буріння під кондуктор, першу проміжну колону і експлуатаційну колону оптимальним варіантом буде вибір саме роторного способу буріння, а під другу проміжну колону – турбінного.

Для буріння під кондуктор, першу проміжну колону і експлуатаційну колону оптимальним варіантом буде вибір саме роторного способу буріння, оскільки:

- основний масив ствола свердловини складають сипучі нестійкі породи, а гідроколювання від турбін можуть привести до осипання та обвалів стінок свердловини, гідророзриву пласта;
- додатковий перепад тиску перешкоджає використанню гідромоніторного ефекту, який необхідний для розбурювання глини алевролітів.

Роторний спосіб має ряд особливостей:

- незалежність параметрів режиму буріння;
- можливість створювати великий крутний момент при невеликій швидкості обертання долота;
- можливість контролю режимних параметрів найпростішими засобами.

Для буріння під другу проміжну колону оптимальним варіантом буде вибір турбінного способу буріння, оскільки масив ствола свердловини складають стійкі породи і при застосуванні вибійного двигуна покращуються умови роботи бурильної колони, зростає механічна швидкість внаслідок високої частоти обертання. До недоліків такого способу буріння можна віднести: велика швидкість обертання при невеликих крутних моментах; неможливість створення великого силового навантаження, що не дозволяє використовувати силовий режим.

Отже, буріння свердловини №70 Кобзівської площі під кондуктор, першу проміжну колону і експлуатаційну колону ведеться роторним способом, а під другу проміжну – турбінним.

2.4 Вибійні двигуни

Треба мати на увазі, що вибір типорозміру вибійного двигуна пов'язаний з проектуванням режиму буріння в конкретному інтервалі геологічного розрізу свердловини. Робоча характеристика вибійного двигуна повинна забезпечити реалізацію запроєктованих параметрів режиму буріння.

При виборі вибійного двигуна необхідно враховувати температуру у свердловині (особливо для електробура), властивості промивальної рідини (густина, в'язкість, наявність нафтопродуктів тощо).

У всіх випадках міжремонтний (міжревізійний) період роботи вибійного двигуна повинен бути більший за час роботи долота на вибої.

Основні вимоги по забезпеченню ефективних режимів буріння полягають в тому, що гідравлічні вибійні двигуни розвивали необхідну потужність і крутний момент при необхідних для ефективної роботи долота частота обертання і мали б достатньо широкий діапазон регулювання цих показників. При цьому повинна використовуватися необхідна умова досягнення достатньо високого ККД двигуна.

Двигун одного типу не в стані забезпечити всі вище перераховані вимоги, вони можуть бути забезпечені двигуном одного типорозміру тільки частково.

Турбобур спускається до вибою свердловини по трубах. Енергія, що необхідна для її роботи доставляється потоком рідини, яка подається насосом по трубах, що встановленні на поверхні. Гідравлічна енергія потоку рідини перетворюється в турбіні в механічну енергію обертання вала, який з'єднаний на кінці з долотом.

У відповідності з навантаженням на долото, турбіна розвиває на валу обертовий момент, що необхідний для роботи долота. Рідина, відпрацьована в турбіні направляється в долото, і проходячи через прошивальні отвори

долота, попадає на вибій і очищає його, виносячи розбурену породу на поверхність.

Технічна характеристика вибраного типу вибійного двигуна ТР – 195СТ приведена в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Технічна характеристика турбобура ТР-195СТ.

Тип турбо-бура	Зовніш-ній діаметр корпусу, мм	Об'єм-на витрата води, м ³ /с	Момент сили на валі, кН·м	Часто-та оберта-ння, об/с	Максима-льна потуж-ність, кВт	Перепад тиску на турбобу-рі, МПа	Маса, кг
ТР – 195СТ	195	0,024	1,8	1,4	33	3,3	2400

2.5 Породурейний інструмент

Вибір типів бурових доліт на стадії проектування проводиться двома способами:

- за механічними та абразивними властивостями гірських порід;
- за промисловими даними.

Здійсимо вибір бурових доліт за механічними та абразивними властивостями гірських порід. Для вибору типу долота за цим способом для розбурювання конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, оцінимо категорію твердості та абразивності всіх пропластків, знайдемо їх середньозважені розрахункові значення для всієї товщі породи і нанесемо на кваліфікаційну таблицю парних відповідностей категорії твердості та абразивності. Тип долота для розбурювання даної породи знайдемо за еталонною точкою, яка найближче розташована до розрахункової.

Виберемо тип долота для буріння під кондуктор (інтервал 0-140 м). Для цього, оцінивши категорію твердості та абразивності порід, виберемо долото типу “М”, а саме долото типу ІІІ 393,7 М–ЦГВ.

При бурінні під проміжну колону (140-2000 м) використовуємо долото типу «МС», а саме: ІІІ 295,3 МС–ЦГАУ.

Для буріння під другу проміжну колону (2000-3330 м) використовуємо долото типу “СЗ”, а саме: ІІІ 215,9 СЗ – ГАУ.

Для буріння під експлуатаційну колону (3330-3670м), аналогічно враховуючи категорію твердості і абразивності порід, вибираємо долото типу: ІІІ 165,1 СЗ–ГАУ.

Вибір типів бурових доліт, та бурильних головок на стадії проектування проводиться двома способами:

- 1) за механічними та абразивними властивостями гірських порід;

2) за промисловими даними.

Для вибору типу долота за першим способом для розбурювання конкретної породи, яка містить пропластки з різними механічними властивостями, необхідно оцінити категорію твердості та абразивності всіх пропластків, знайти їх середньозважені розрахункові значення для всієї товщі породи (або хоча б для інтервалу товщиною, яка не менша за очікувану проходку на долото) і нанести на кваліфікаційну таблицю парних відповідностей категорій твердості та абразивності (рисунок 2.2). Тип долота для розбурювання даної породи знаходять за еталонною точкою, яка найближче розміщена до розрахункової [9, 10, 12].

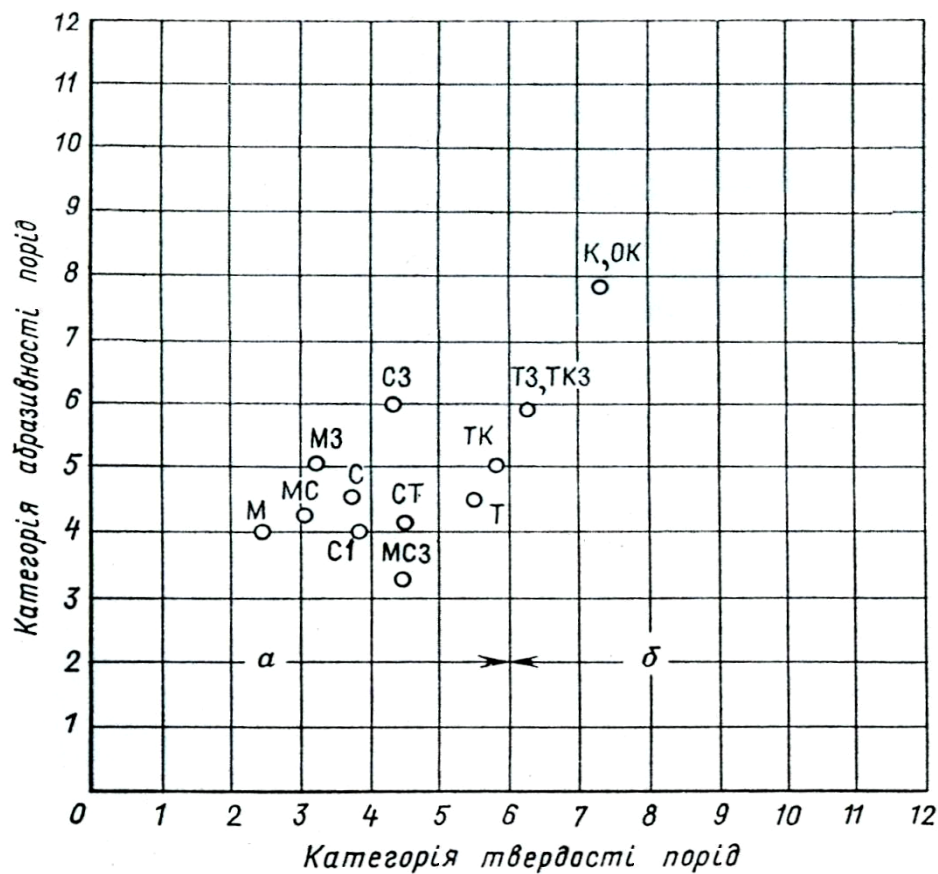


Рисунок 2.2 – Класифікаційна таблиця парних відносностей категорій твердості та абразивності порід типам доліт:

а – імовірна область застосування доліт ріжуче-сколюючого типу;

б – імовірна область застосування доліт, оснащених природними або синтетичними алмазами.

При використанні другого способу необхідно мати промислову інформацію (картки відробки доліт) по бурінню не менше 5-6 свердловин на даній площі. (Якщо на площі пробурена одна свердловина, то необхідно взяти картки відробки доліт свердловин, пробурених на сусідній площі, яка має подібний літологічний розріз та фізико-механічні властивості порід). При виборі типу долота за промисловими даними необхідно:

- а) розчленувати розріз на інтервали однакової буримості;
- б) зробити вибірку первинних показників роботи доліт для виділених інтервалів буримості;
- в) провести статистичну обробку даних кожної вибірки;
- г) визначити рейсову швидкість та вартість одного метра проходки для кожного типу долота;
- д) порівняти рейсову швидкість (максимум) та вартість одного метра проходки (мінімум), та вибирати оптимальний тип долота для кожного інтервалу [9, 10, 12].

2.6 Промивальні рідини

Приведемо дані про тип і параметри промивальних рідин, які застосовуються при бурінні свердловини на окремих інтервалах, у вигляді таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. –Типи і параметри промивальних рідин

Інтервал	Тип розчину	Параметри							Компонентний склад
		ρ	T	Φ	θ_1 / θ_{10}	K	pH	П	
0-140	Глинистий	1120	60 - 100	4 - 6	20-30 / 25-40	1,5	8 - 9	1-2	Бентонітовий глинопорошок, Поліплас, бікарбонат натрію, КМЦ – LV , Графіт порошкоподібний
140-2000	Гуматно - акриловий	1140	40 - 60	4 - 6	10-20 / 25-40	1	8,5 - 9,5	1	Бентонітовий Глинопорошок, графіт порошкоподібний, Лабрикол, полібур, наповнювач, гіпанол, бікарбонат натрію.
2000 -3330	Мінералізований	1400	40 - 90	5 - 8	15-20 / 20-40	1	7 - 9	1	Палигорськітовий глинопорошок, крохмаль, лабрикол, КЛСТ, дефоум, наповнювач, каустична сода, вапно, нафта.
3330-3670	Гуматно – біо – полімерний	1140	40 - 70	4 - 6	20-40 / 30-50	0,5	8 - 9,5	1	ПВЛР, біополімер, наповнювач, поліплас, поліпак R, поліпакUL, MI CIDE, крейда, лабрикол, бікарбонат натрію, KCl(технічний).

Реологічні параметри визначаємо за такими кореляційними формулами:

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{пр}} - 0,022 \quad (2.0)$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{пр}} - 7 \quad (2.0.1)$$

де $\eta_{\text{пл}}$ – пластична в'язкість, Па·с;

$\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м³ ;

τ_o – динамічне напруження зсуву, Па.

Отже, в інтервалі 0 – 140м:

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1120 - 0,022 = 0,01496 \text{ (Па·с)};$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1120 - 7 = 2,52 \text{ (Па)};$$

в інтервалі 140 – 2000 м:

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1140 - 0,022 = 0,01562 \text{ (Па·с)};$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1140 - 7 = 2,69 \text{ (Па)};$$

в інтервалі 2000– 3330м:

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1400 - 0,022 = 0,0242 \text{ (Па·с)};$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1400 - 7 = 4,9 \text{ (Па)}.$$

в інтервалі 3330 – 3670 м:

$$\eta_{\text{пл}} = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot 1140 - 0,022 = 0,01562 \text{ (Па·с)};$$

$$\tau_o = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1140 - 7 = 2,69 \text{ (Па)};$$

2.7 Бурильна колона

Бурильна колона є зв'язуючою ланкою між поверхневим буровим обладнанням (вертлюгом) та розташованим на вибої вибійним двигуном або долотом.

Умови роботи бурильної колони у свердловині визначаються такими факторами:

- способом буріння;
- глибиною буріння та профілем свердловини;
- режимно – технологічними параметрами;
- видом виконуваних у свердловині операцій;
- характеристикою геологічного розрізу;
- хімічним складом середовища;
- температурою у свердловині і на поверхні;
- тривалість роботи бурильної колони у свердловині.

При роторному способі буріння на бурильну колону діють такі сили:

- осьова сила розтягу від власної ваги і перепаду тиску на долоті;
- осьова сила стиску, що виникає від осьового навантаження на долото в нижньому перерізі;
- крутний момент, який проводить до появи в бурильній колоні дотичних напружень;
- напруження, які виникають від повздовжнього і поперечного згинів;
- знакозмінні навантаження, які виникають внаслідок обертання зігнутої бурильної колони і викликають втому з'єднань з її елементів;
- динамічні навантаження, які виникають внаслідок роботи долота на вибої;
- внутрішні та зовнішні надлишкові тиски;
- інерційні навантаження, які виникають в процесі СПО та інші сили.

Вихідні дані

1	Глибина свердловини	3670 м
2	Спосіб буріння	роторний
3	Умови буріння	нормальні
4	Діаметр долота	165,1 мм
5	Тип гірських порід	міцні
6	Густина бурового розчину	1140 кг/м ³
7	Зенітний кут викривлення	0
8	Типорозмір долота	Ш 165,1 СЗ–ГАУ R496
9	Осьове навантаження на долото	$G_d=120 \cdot 10^3 \text{ Н}$
10	Швидкість обертання долота	$\omega_d=6,28 \text{ с}^{-1}$
11	Витрата промивальної рідини	$Q=17,01 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
12	Коефіцієнт запасу міцності	$n=1,5$

2.7.1 Вибір типу ОБТ і бурильних труб

Враховуючи геолого-технічні умови буріння, спосіб буріння і глибину свердловини, вибираємо обважнені бурильні труби збалансовані типу ОБТЗ і бурильні труби ТБПН.

2.7.2 Вибір діаметрів ОБТ і бурильних труб

При виборі діаметрів ОБТ і бурильних труб враховуємо геолого-технічні умови і спосіб буріння, а також рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт, ОБТ і бурильних труб:

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_d} = 0,75 \dots 0,85, \quad \text{при } D_d \leq 295,3 \text{ мм} \quad (2.1)$$

$$\frac{d_{\text{ОБТ}}}{D_d} = 0,65 \dots 0,75, \quad \text{при } D_d > 295,3 \text{ мм} \quad (2.2)$$

$$\frac{d_{BT}}{d_{OBT}} = 0,75 \dots 0,80 \quad (2.3)$$

де d_{OBT} , D_d , d_{BT} - відповідно діаметр ОБТ, долота та бурильних труб.

Отже, враховуючи, що $D_d = 165,1$ мм, маємо

$$d_{OBT} = (0,75 \dots 0,85) \cdot 0,1651 = 0,124 \dots 0,1403 \text{ м}$$

Виберемо $d_{OBT} = 133$ мм.

$$d_{BT} = (0,75 \dots 0,80) \cdot 0,133 = 0,099 \dots 0,1064 \text{ м}$$

Приймаємо $d_{BT} = 102$ мм,

Оскільки вище приведені співвідношення виконується між d_{OBT} і d_{BT} , то проектуємо згідно розрахунків ОБТЗ.2–133, ТБПН–102.

2.7.3 Вибір компоновки низу бурильної колони

Компоновку низу бурильної колони (напрямну ланку) проектуємо з врахуванням схильності порід до викривлення свердловини та стійкості розрізу.

Проектуємо таку КНБК:

- калібратор КЛСН 165,1 мм – 1 м;
- ОБТЗ2 133 мм – 12 м;
- калібратор КЛСН 165,1 мм – 1 м;
- ОБТЗ2 133 мм – 6 м;
- калібратор КЛСН 165,1 мм – 1 м;
- ОБТЗ.2–133

2.7.4 Визначення необхідної довжини обважнених бурильних труб

Необхідну довжину ОБТ визначають за формулою:

$$l_{OBT} = \frac{k \cdot G_{дол} - G_{КНБК} \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right)}{q_{OBT} \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right)}, \quad (2.4)$$

де l_{OBT} – довжина ОБТ, м;

k – коефіцієнт резерву, $k=1,2-1,25$. Приймаємо $k=1,2$.

$G_{\text{дол}}$ – осьове навантаження на долото;

$G_{\text{КНБК}}$ – вага КНБК, Н;

$$G_{\text{КНБК}} = n \cdot g \cdot m_{\text{КЛСН}} + g \cdot m_{\text{ОБТ}} \cdot l_{\text{ОБТ}} + m_{\text{дол}} \cdot g \quad (2.5)$$

де n – кількість калібраторів в КНБК;

$m_{\text{КЛСН}}$ – маса КЛСН, кг ;

$m_{\text{ОБТ}}$ – маса 1 м ОБТ, кг ;

$m_{\text{КЛСН}} = 170$ кг;

$m_{\text{ОБТ}} = 84$ кг;

$m_{\text{дол}} = 20$ кг.

$$G_{\text{КНБК}} = 3 \cdot 9,81 \cdot 170 + 9,81 \cdot 84 \cdot 18 + 20 \cdot 9,81 = 20032,02 \text{ Н}$$

$\rho_{\text{пр}}$ – густина промивальної рідини, кг/м³ ;

$\rho_{\text{м}}$ – густина металу (сталі), кг/м³. $\rho_{\text{м}} = 7850$ кг/м³;

$q_{\text{ОБТ}}$ – вага 1 м ОБТ, Н/м.

$$q_{\text{ОБТ}} = g \cdot m_{\text{ОБТ}} \quad (2.6)$$

$$q_{\text{ОБТ}} = 9,81 \cdot 84 = 824.04 \text{ Н}$$

Таким чином, згідно з формулою 2.4 маємо:

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,2 \cdot 120 \cdot 10^3 - 20032,02 \cdot \left(1 - \frac{1140}{7850}\right)}{824,04 \cdot \left(1 - \frac{1140}{7850}\right)} = 180,13 \text{ м}$$

Отримане значення довжини ОБТ заокруглюємо в більшу сторону до величини, яка кратна довжині свічки ($l_{\text{св}} = 36$ м).

Кількість свічок буде становити:

$$n = \frac{l_{\text{ОБТ}}}{l_{\text{св}}} = \frac{180,13}{36} = 5,0035 \approx 5$$

Отже: $l_{OBT} = 5 \cdot 36 = 180 м$

Визначена довжина ОБТ повинна бути меншою за величину критичну, при перевищенні якої втрачається стійкість і можливе викривлення свердловини.

Критична довжина ОБТ визначається за формулою:

$$l_{OBT}^{KP} = 1,94 \cdot \sqrt[3]{\frac{EI}{q_{OBT}}} \quad (2.7)$$

де E – модуль пружності для сталі, $E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Н/м}^2$;

I – момент інерції при згині, мм:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_z^4 - d_v^4) \quad (2.8)$$

де d_z , d_v – відповідно зовнішній та внутрішній діаметр ОБТ,

$$d_z = 0,133 \text{ м}; d_v = 0,064 \text{ м}$$

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (0,133^4 - 0,064^4) = 14,54 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4$$

Таким чином:

$$l_{обт}^{кр} = 1,94 \sqrt[3]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot 14,54 \cdot 10^{-6}}{824,04}} = 20,4 \text{ м}$$

Оскільки розрахована довжина ОБТ є більшою за критичну ($l_{OBT} > l_{OBT}^{KP}$), то для попередження можливого викривлення ствола свердловини необхідно визначити кількість центруючих пристроїв в колоні:

$$n = \frac{l_{OBT}}{l_{OBT}^{KP}} \quad (2.9)$$

$$n = \frac{180}{20,4} = 8,8 \approx 9$$

2.7.5 Проектування наддолотного комплекту бурильних труб

Проектуємо наддолотний комплект бурильної колони. Для наддолотного комплекту вибираємо бурильні труби мінімальної групи міцності з максимальною товщиною стінки. Довжина наддолотного комплекту бурильних труб становить 250 - 300 м. Для наддолотного комплекту беремо труби ТБПН діаметром 101.6 мм марки “Д” з товщиною стінки 8.4 мм. Довжина наддолотного комплекту $\ell_{\text{НК}} = 288$ м.

2.7.6 Розрахунок бурильної колони на статичну міцність

Розрахуємо бурильну колону вище наддолотного комплекту, використовуючи для цього труби нижчих груп міцностей і менших товщин стінок з подальшим переходом на більші товщини стінок, вищі групи міцності, а при необхідності і більші діаметри.

Найскладніший напружений стан виникає при роторному способі буріння, коли колона сприймає навантаження від власної ваги, крутного моменту, а також напружень згину та знакозмінних динамічних та інших навантажень. Практично можливо виконати лише наближений розрахунок бурильної колони на міцність, при якому враховуються тільки основні види навантажень, а другорядні навантаження оцінюються коефіцієнтами запасу міцності.

Умова статичної міцності бурильної колони при роторному способі буріння згідно четвертої теорії в загальному випадку має такий вигляд:

$$\sigma_e = \sqrt{(\sigma_{oc} + \sigma_{зг})^2 + 3\tau_{кр}^2} \leq \frac{\sigma_m}{n} \quad (2.10)$$

де σ_e - еквівалентне напруження, Па;

σ_{oc} - осьові напруження, Па;

$\sigma_{зг}$ - напруження згину, Па;

$\tau_{кр}$ - напруження кручене, Па;

σ_m - межа текучості матеріалу труби, Па;

n – коефіцієнт запасу міцності.

Значення осьових напружень визначаємо за формулою:

$$\sigma_{oc} = \frac{G_{i-1} \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right) + l_i q_i \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right) + G_\Gamma}{F_i}, \quad (2.11)$$

де G_{i-1} – сумарна вага всіх секцій колони, розташованих нижче проектованої, Н;

l_i , q_i , F_i – відповідно довжина, вага одного метра та площа поперечного перерізу тіла труби секції, що розраховується, м, Н/м, м²;

G_Γ - навантаження, яке створюється внаслідок перепаду тиску, Н;

$$G_\Gamma = (\Delta p_d + \Delta p_{обт}) \frac{\pi}{4} d_\epsilon^2, \quad (2.12)$$

де Δp_d , $\Delta p_{обт}$ – перепад тиску в долоті і ОБТ, Н/м²;

d_ϵ – найменший внутрішній діаметр ОБТ, м²;

$$\sigma_{32} = \frac{\pi^2 E I f}{l_n^2 W_{32}}, \quad (2.13)$$

де f – стрілка прогину труби, м;

E – модуль Юнга, Н/м²;

I – момент інерції при згині, м⁴;

l_n – довжина півхвилі згину труби, м;

W_{32} – момент опору при згині небезпечного перерізу труби, м³;

$$f = \frac{D_c - d_{3м}}{2}, \quad (2.14)$$

де D_c – діаметр свердловини, м;

$d_{3м}$ – зовнішній діаметр замка, м;

$$l_n = \frac{\pi}{\omega} \cdot \sqrt{\frac{g}{2} \cdot \left(\pm Z + \sqrt{Z^2 + \frac{4 \cdot E \cdot I \cdot \omega^2}{q \cdot g}} \right)}, \quad (2.15)$$

де ω – кутова швидкість, с^{-1} ;

g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ;

Z – віддаль від нейтрального перерізу ($\sigma_{oc} = 0$) до того місця в колоні, де шукають довжину півхвилі згину, м. Знак плюс ("+") – для розтягнутої, а знак мінус ("-") – для стиснутої частини колони.

$$W_{32} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_3^4 - d_8^4}{d_3}, \quad (2.16)$$

$$\tau_{kp} = \frac{M_{kp}}{W_{kp}} = \frac{M_{kpi-1} + M_{kpi}}{W_{kpi}}, \quad (2.17)$$

де M_{kpi-1} – кругний момент, що передається нижче розташованій секції, Н·м;

M_{kpi} – кругний момент на холосте обертання, Н·м;

W_{kpi} – момент опору при крученні, м^3 .

$$W_{kp} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_3^4 - d_6^4}{d_3}, \quad (2.18)$$

Для розрахунку першої секції бурильної колони

$$M_{kp\ i-1} = M_d + M_{xo}, \quad (2.19)$$

де M_d – момент на долоті, Н·м;

M_{xo} – момент на холосте обертання, Н·м.

$$M_{xo\ i} = \epsilon \cdot \rho_{np} \cdot \omega^{0,7} \cdot d_i^2 \cdot l_i \quad (2.20)$$

де ϵ – коефіцієнт, який залежить від ступеня викривлення свердловини. Приймаємо $\epsilon = 0,99 \cdot 10^{-2}$.

d_i – зовнішній діаметр розраховуваної секції бурильної колони, м;

l_i – довжина розраховуваної секції бурильної колони, м.

Підставивши у формулу умови статичної міцності бурильної колони відповідні значення напружень осьових та дотичних, розв'язавши квадратне рівняння знаходимо величину l_i , яка є шуканою довжиною секції бурильної колони.

$$l_i = \frac{-\left(p \cdot S + a \cdot m \cdot M_{kpi-1}\right) + \sqrt{c \cdot \left(S^2 - a \cdot m^2\right) - a \cdot \left(p \cdot m - S \cdot M_{kpi-1}\right)^2}}{S^2 + a \cdot m^2}, \quad (2.21)$$

де

$$a = 3 \left(\frac{F_i}{M_{kpi}} \right)^2 = \frac{48d_i^2}{\left(d_i^2 + d_{ei}^2\right)^2} \quad (2.22)$$

$$c = \left(\frac{\sigma_T \cdot F_i}{n} \right)^2 \quad (2.23)$$

$$m = b \cdot \rho_{np} \cdot \omega^{0,7} \cdot d_i^2 \quad (2.24)$$

$$p = G_{i-1} \cdot \beta + G_{\Gamma} \quad (2.25)$$

$$S = q_i \cdot \beta \quad (2.26)$$

$$\beta = k \cdot \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m} \right) \quad (2.27)$$

M_{kpi-1} – крутний момент, що передається нижче розташованій секції, Н·м;

d_i – зовнішній діаметр бурильної труби, м;

d_{ei} – внутрішній діаметр бурильної труби, м;

σ_T – межа текучості матеріалу труби, Па;

F_i – площа поперечного перерізу труби, м²;

n – коефіцієнт запасу міцності;

b – коефіцієнт, який залежить від ступеня викривлення свердловини;

ρ_{np} – густина промивальної рідини, кг/м³;

ω – кутова швидкість обертання бурильної колони, с⁻¹;

G_{i-1} – сумарна вага всіх секцій колони, розташованих нижче проектної, Н;

G_{Γ} – навантаження, яке створюється внаслідок перепаду тиску, Н;

q_{Γ} – вага одного метра труби, Н/м;

k – коефіцієнт опору. При зенітному куті $\alpha \leq 15^\circ$ $k=1$;

ρ_m – густина матеріалу труби, кг/м³.

Визначимо допустиму довжину першої секції труб діаметром 102 мм групи міцності “Д” з товщиною стінки $\delta = 8,4$ мм.

Маса одного метра труби: $q = 23,75$ кг/м;

Зовнішній діаметр труби: $d_3 = 0,1016$ м;

Внутрішній діаметр труби: $d_b = 0,0848$ м.

Згідно з формулою (2.27):

$$\beta = 1 \cdot \left(1 - \frac{1140}{7850} \right) = 0,855$$

За формулою (2.26):

$$S = 23,75 \cdot 9,81 \cdot 0,855 = 198,97 \frac{H}{м}$$

Тоді:

$$a = \frac{48 \cdot 0,1016^2}{\left(0,1016^2 + 0,0848^2 \right)^2} = 1615,4 м^{-2}$$

За формулою (2.23):

$$C = \left(\frac{373 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,1016^2 - 0,0848^2)}{1,5} \right)^2 = 3,86 \cdot 10^{11} H$$

За формулою (2.24):

$$m = 0,99 \cdot 10^{-2} \cdot 1140 \cdot 6,28^{0,7} \cdot 0,1016^2 = 0,422 \frac{кг}{м} \cdot c^{-1}$$

Щоб знайти p спочатку визначимо сумарну вагу всіх секцій колони, що розташовані нижче проекрованої за формулою:

$$G_{i-1} = G_{\text{ОБТ}} + G_{\text{КНБК}} + G_{\text{НК}} \quad (2.28)$$

де $G_{\text{ОБТ}} = l_{\text{ОБТ}} \cdot q_{\text{ОБТ}} \quad (2.29)$

$$G_{\text{ОБТ}} = 180 \cdot 84 \cdot 9,81 = 148327,2H$$

$$G_{\text{КНБК}} = 20032,02H \text{ (див. формулу 2.5)}$$

$$G_{\text{НК}} = l_{\text{НК}} \cdot q_{\text{НК}} \quad (2.30)$$

$$G_{\text{НК}} = 288 \cdot 23.75 \cdot 9,81 = 67100.4H$$

Тоді згідно формули (2.28):

$$G_{i-1} = 148327.2 + 20032.02 + 67100.4 = 235459.62H$$

Визначимо момент на долоті:

$$M_{\text{Д}} = M_{\text{пит}} \cdot G_{\text{Д}} + M_0 \quad (2.31)$$

де $M_{\text{пит}}$ – питомий момент на одиницю навантаження, м;

M_0 – момент, який не залежить від осьового навантаження, Н·м;

$$M_{\text{пит}} = a_0 \cdot \left(\frac{2,9}{\omega} + 0,4 \right) \cdot D_{\text{Д}}^2 \quad (2.32)$$

де a_0 – емпіричний коефіцієнт. Для твердих порід $a_0 = 0,5-0,6$

Приймаємо $a_0 = 0,5$.

$$M_{\text{пит}} = 0,5 \cdot \left(\frac{2,9}{6,28} + 0,4 \right) \cdot 0,1651^2 = 0.012H \cdot m$$

За формулою (2.20) знайдемо момент на холосте обертання ОБТ, КНБК, НК:

- момент на холосте обертання обважнених бурильних труб:

$$M_{\text{ХО}}^{\text{ОБТ}} = 0,99 \cdot 10^{-2} \cdot 1140 \cdot 6,28^{0,7} \cdot 0,133^2 \cdot 180 = 130H \cdot m$$

- момент на холосте обертання КНБК:

$$M_{ХО}^{КНБК} = 0,99 \cdot 10^{-2} \cdot 1140 \cdot 6,28^{0,7} \cdot 0,133^2 \cdot 21 = 15.17 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

- момент на холосте обертання наддолотного комплекту:

$$M_{ХО}^{HK} = 0,99 \cdot 10^{-2} \cdot 1140 \cdot 6,28^{0,7} \cdot 0,1016^2 \cdot 288 = 121.42 \text{ Н}$$

Для шарошкових доліт з герметизованими опорами наближено M_0 знаходять за формулою:

$$M_0 = (3000-4500) \cdot D_d \quad (2.33)$$

$$M_0 = 4500 \cdot 0,1651 = 743 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

За формулою (2.31):

$$M_d = 0,012 \cdot 120 \cdot 10^3 + 743 = 2183 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

За формулою (2.19):

$$M_{\text{кри-1}} = 130 + 15.17 + 121.42 + 2183 = 2449.59 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Для визначення навантаження, яке створюється внаслідок перепаду тиску в долоті і ОБТ (див. формулу 2.12). Визначимо втрати тиску в ОБТ, КНБК і долоті:

Знайдемо втрати тиску в ОБТ 3.2 – 133:

$$\nu = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi d_e^2} \quad (2.34)$$

де d_e – внутрішній діаметр ОБТ, $d_e = 0,064 \text{ м}$.

$$\nu = \frac{4 \cdot 0,01701}{3,14 \cdot 0,064^2} = 5.29 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Для визначення числа Рейнольдса, використовуємо формулу:

$$R_e = \frac{\rho_{np} V d_e}{\eta_{nl}} \quad (2.35)$$

де ρ - густина промивальної рідини в інтервалі 3330-3670 м, $\rho = 1140 \text{ кг/м}^3$,

V - швидкість руху рідини в трубі 133 мм., $V = 5.29 \text{ м/с}$ (див. формулу 2.34)

d_v – внутрішній діаметр ОБТЗ.2-133, $d_v = 0,064 \text{ м}$

η - пластична в'язкість, $\text{Па}\cdot\text{с.}$, $\eta = 0.01562 \text{ Па}\cdot\text{с.}$

Підставляємо відповідні значення і отримуємо:

$$R_e = \frac{1140 \cdot 5.29 \cdot 0,064}{0.01562} = 24709$$

Знайдемо критерій Хедстрема використаємо таку формулу:

$$H_e = \frac{\rho_{np} \tau_0 d_s^2}{\eta_{nl}^2} \quad (2.36)$$

де τ_0 - динамічне напруження зсуву, $\tau_0 = 2.69 \text{ Па.}$

$$H_e = \frac{1140 \cdot 2.69 \cdot 0,064^2}{0,01562^2} = 51482$$

Критичне число Рейнольдса визначимо за формулою:

$$R_{екр} = 2100 + 7,3 \cdot H_e^{0,58} \quad (2.37)$$

$$R_{екр} = 2100 + 7,3 \cdot 51482^{0,58} = 6045$$

Якщо $R_e = 24709 > R_{екр} = 6045$ – турбулентний режим руху рідини.

Для турбулентного режиму руху рідини, гідравлічний коефіцієнт опору визначається за формулою:

$$\lambda = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{\Delta}{d_s} + \frac{100}{R_e} \right)^{0,25} \quad (2.38)$$

де λ - гідравлічний коефіцієнт опору;

Δ - ширшавість труб, $\Delta = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м}$;

d_v – внутрішній діаметр труби, $d_v = 0,064 \text{ м}$;

Тоді:

$$\lambda = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,064} + \frac{100}{24709} \right)^{0,25} = 0.0323$$

Тоді втрати тиску в ОБТ будуть визначатися, як:

$$P = \lambda \cdot \frac{l_{OBT}}{d_{\epsilon}} \cdot \rho_{np} \cdot \frac{V^2}{2} \quad (2.39)$$

де l_{OBT} – розрахована довжина ОБТ 3.2–133, $l_{OBT} = 201$ м;

d_{ϵ} – внутрішній діаметр ОБТ 3.2–133, $d_{\epsilon} = 0,064$ м;

ρ_{np} – густина промивальної рідини для буріння даного інтервалу,
 $\rho_{np} = 1140$ кг/м³.

$$P_{OBT} = 0.0323 \cdot \frac{201}{0,064} \cdot 1140 \cdot \frac{5.29^2}{2} = 1620000 \text{ Па}$$

Втрати тиску в долоті визначається за наступною формулою:

$$P_{\epsilon} = \frac{\rho_{np} \cdot V^2}{2 \mu_D^2} \quad (2.40)$$

де μ_{ϵ} - коефіцієнт витрати. для гідромоніторних доліт, $\mu_{\epsilon} = 0,95$

V – швидкість потоку рідини, м/с.

Приймаємо $V = 100$ м/с.

За формулою (2.40):

$$P_D = \frac{1140 \cdot 100^2}{2 \cdot 0,95^2} = 6316000 \text{ Па}$$

За формулою (2.12):

$$G_{\Gamma} = (6316000 + 1620000) \cdot \frac{3,14}{4} \cdot 0,064^2 = 25530 \text{ Н}$$

Визначимо p за формулою (2.25):

$$p = 235459.62 \cdot 0,855 + 25530 = 226612.5H$$

Визначимо необхідну довжину 1-ої секції за формулою (2.21):

$$\begin{aligned} \ell_{bm} = & \frac{-(226612.5 \cdot 198.97 + 1615.4 \cdot 0.422 \cdot 2449.59)}{198.97^2 + 1615.4 \cdot 0.422^2} + \\ & + \frac{\sqrt{3.742 \cdot 10^{11} \cdot (198.97^2 - 1615.4 \cdot 0.422^2) - 1615.4 \cdot (226612.5 \cdot 0.422 - 198.97 \cdot 2449.59)^2}}{198.97^2 + 1615.4 \cdot 0.422^2} = \\ = & 1842.8_m \end{aligned}$$

Отриману довжину секції закругляємо в меншу сторону до величини кратної довжині труби ($l_T = 12m$).

$$\text{Кількість } n = 1842.8 / 12 = 153.566$$

$$\text{Тобто } l_1 = 153 \cdot 12 = 1836 \text{ м.}$$

Визначимо допустиму довжину другої секції труб діаметром 102 мм групи міцності “Е” з товщиною стінки $\delta = 8,4$ мм.

$$\text{Маса одного метра труби: } q = 23.75 \text{ кг/м;}$$

$$\text{Зовнішній діаметр труби: } d_3 = 0,1016 \text{ м;}$$

$$\text{Внутрішній діаметр труби: } d_b = 0,0848 \text{ м.}$$

За формулою (2.26):

$$S = 23.75 \cdot 9,81 \cdot 0,855 = 198.97 \frac{H}{m}$$

Тоді:

$$a = 1615.4_m^{-2}$$

За формулою (2.23):

$$C = \left(\frac{539 \cdot 10^6 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,1016^2 - 0,0848^2)}{1,5} \right)^2 = 7.814 \cdot 10^{11} H$$

За формулою (2.28):

$$G_{i-1} = 235459.62 + 23.75 \cdot 9,81 \cdot 1836 = 663224.67H$$

За формулою (2.20) знайдемо момент на холосте обертання БТ:

$$M_{ХО}^{BT} = 0,99 \cdot 10^{-2} \cdot 1140 \cdot 6,28^{0,7} \cdot 0,1016^2 \cdot 1836 = 774.055 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

За формулою (2.19):

$$M_{\text{крі-1}} = 2449.59 + 774.055 = 3223.645 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Визначимо p за формулою (2.25):

$$p = 663224.67 \cdot 0,855 + 25530 = 591923.9 \text{ Н}$$

Визначимо необхідну довжину 2-ої секції за формулою (2.21):

$$\begin{aligned} \ell_{\text{от}} = & \frac{-(591923.9 \cdot 198.97 + 1615.4 \cdot 0.422 \cdot 3223.645)}{198.97^2 + 1615.4 \cdot 0.422^2} + \\ & + \sqrt{\frac{7.814 \cdot 10^{11} \cdot (198.97^2 - 1615.4 \cdot 0.422^2) - 1615.4 \cdot (591923.9 \cdot 0.422 - 198.97 \cdot 3223.645)^2}{198.97^2 + 1615.4 \cdot 0.422^2}} = \\ = & 1368.3 \text{ м} \end{aligned}$$

Довжина другої секції повинна бути:

$$l_2 = 3670 - 21 - 180 - 288 - 1836 = 1345 \text{ м}$$

Кількість $n = 1368.3 / 12 = 114.025$

Тобто $l_2 = 32 \cdot 36 = 1368 \text{ м}$.

Приймаємо потрібну довжину секції, тобто $l_2 = 1345$

Зведемо результати розрахунків до таблиці 2.6:

Таблиця 2.6 – Склад бурильної колони.

Труби	L, м	Труба					Діаметр замка, мм		Маса 1м, кг
		D, мм	d, мм	t, мм	Марка сталі	Тип	зовн	внут.	
КНБК	21	133	64	—	38ХНЗМФА	—	—	—	84
ОБТ	180	133	64	—	38ХНЗМФА	—	—	—	84
НК	288	101.6	84.8	8.4	Д	ЗП-152-83	152	83	23.75
1-а секція	1836	101.6	84.8	8.4	Д	ЗП-152-83	152	83	23.75
2-а секція	1345	101.6	84.8	8.4	Е	ЗП-152-83	152	83	23.75

Проведемо розрахунок за допомогою ЕОМ.

Таблиця 2.7 –Таблиця ідентифікаторів, що використовуються в програмі для розрахунку бурильної колони на статичну міцність.

Назва	Іденти- фікатор	Позна- чення
$\pi= 3,14159$	π	PI
Прискорення вільного падіння, $\frac{M}{c}$	G	GVP
Глибина свердловини, м	L	LSV
Зовнішній діаметр труби, м	D_3	D1
Густина бурового розчину, $\frac{кг}{м^3}$	$P_{пр}$	R
Вага бурильного інструменту нижче першої секції, Н	G_{i-1}	G(0)
Довжина бурильної колони нижче першої секції, м	$L_{БК}$	LS
Кутова швидкість обертання, c^{-1}	ω	W
Навантаження внаслідок перепаду тиску, Н	G_T	PG
Коефіцієнт запасу стійкості n	N	N
Коефіцієнт b	B	B
Коефіцієнт Архімеда	β	BETA
Товщина стінки, м	T	DEL(I)
Маса 1 метра труби, кг/м	Q	Q(I)
Момент на холосте обертання, Н·м	$M_{х.о.}$	M

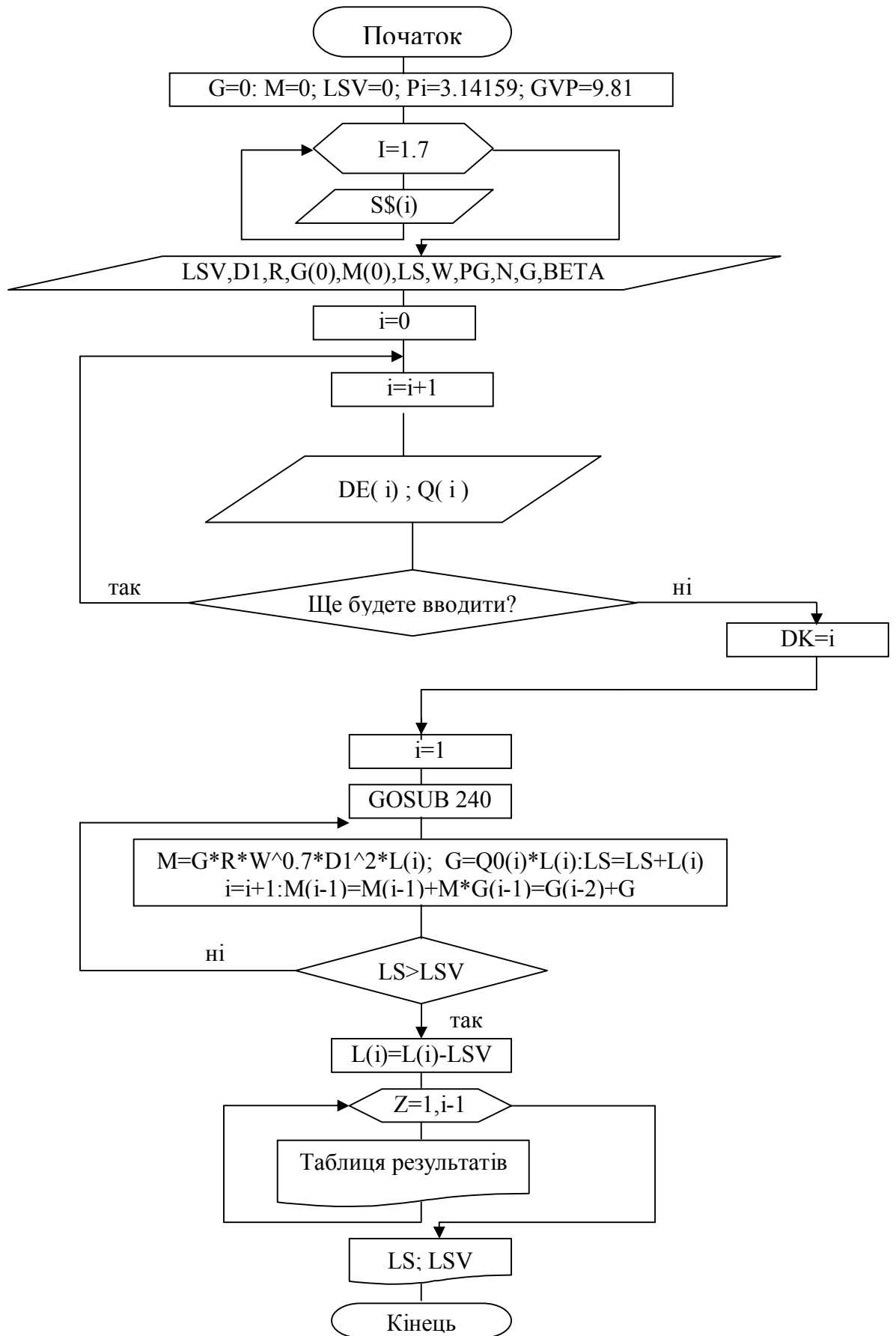


Рисунок 2.3 – Блок схема до програми для розрахунку бурильної колони на статичну міцність.

```

10 CLS
20 PRINT " ====="
30 PRINT " |                      Розрахунок бурильної колони                      |"
40 PRINT " ====="
50 PRINT
60 PRINT "          Програму склав : ст.гр.НБ-07-1 Білик М.      "
89 PRINT
90 INPUT "Бажаєте розпочати роботу з прогороною (y/n) ?", ASK$
100 IF ASK$ = "y" OR ASK$ = "Y" THEN GOTO 130
110 IF ASK$ = "n" OR ASK$ = "N" THEN SYSTEM
120 GOTO 90
130 DIM S$(7), S(7), L(10), G(10), M(10), DEL(10), QO(10)
140 G = 0: M = 0: LSUM = 0
150 PI = 3.14159: GVP = 9.810001
160 DATA "Д","Е","Л"
170 FOR I = 1 TO 4: READ S$(I): NEXT
180 DATA 373,552,655
190 FOR I = 1 TO 4: READ S(I): S(I) = S(I) * 10 ^ 6: NEXT
200 CLS
210 PRINT : PRINT
220 PRINT «Для проведення розрахунку введіть наступні величини :»
230 PRINT
240 INPUT «- глибину свердловини, м                      L    =", LSV
250 INPUT «- зовнішній діаметр труби, м                  Dз   =", D1
260 INPUT «- густину бурового розчину, кг/м3             р    =", R
270 INPUT «- вагу бур. Інстр-нту нижче першої секції, Н  Gi-1=", G(0)
280 INPUT «- крутний момент нижче першої секції,        Н  Mi-1=", M(0)
290 INPUT «- довжину БК нижче першої секції, м          lбк  =", LS
300 INPUT «- кутову швидкість, с-1                       w    =", W
310 INPUT «- нав-ня,що створ.внасл.перепаду тиску, Н    Gт   =", PG
320 INPUT «- запас стійкості                             n    =", N
330 INPUT «- коефіцієнт 'b'                              b    =", B
340 INPUT «- коефіцієнт Архімеда                         в    =", BETA
350 I = 0
360 I = I + 1
370 INPUT «- товщину стінки, м                            t    =", DEL(I)
380 INPUT «- вага 1 м труби, кг/м                         q    =", Q(I):
Q(I) = Q(I) * GVP
390 INPUT « Будете вводити ще (y/n) ?», ASK$
400 IF ASK$ = "y" OR ASK$ = "Y" THEN 360
410 IF ASK$ = "n" OR ASK$ = "N" THEN DK = I: GOTO 430
420 GOTO 390
430 I = 1
440 GOSUB 840
450 M = B * R * W ^ 0.7 * D1 ^ 2 * L(I)
460 G = QO(I) * L(I)
470 LS = LS + L(I)
475 IF LS > LSV THEN L(I) = L(I) - (LS - LSV)
480 I = I + 1
490 M(I - 1) = M(I - 2) + M
500 G(I - 1) = G(I - 2) + G
510 IF LS > LSV THEN 530
520 GOTO 440

```



```

530 PRINT "                      Результат розрахунку:                      "
540 PRINT "                      ===== "
550 PRINT " | N | L, m | D,мм | t, мм |Група| G, kH | M, кНм | "
560 PRINT " |   |       |       |       |м-сті|       |       | "
570 PRINT " ===== "
580 FOR Z = 1 TO I - 1
590 PRINT USING " | # | #### | ###.# | ##.# |       | ####.## | ###.## | "
"; Z; L(Z); D1 * 1000; DEL(Z) * 1000; SS$(Z); G(Z) / 1000; M(Z) / 1000
600 NEXT Z
610 PRINT " ===== "
620 PRINT : PRINT
630 PRINT " Сумарна довжина бур.колони дорівнює: Lсум = "; LS; " м"
640 PRINT " Приймаємо довжину бур.колони рівну : Lбк = "; LSV; " м"
650 PRINT
660 INPUT "Бажаєте роздрукувати результати розрахунку (y/n) ?", ASK$
670 IF ASK$ = "y" OR ASK$ = "Y" THEN GOTO 700
680 IF ASK$ = "n" OR ASK$ = "N" THEN SYSTEM
690 GOTO 650
700 LPRINT "                      Результат розрахунку:                      "
710 LPRINT "                      ===== "
720 LPRINT "===== "
730 LPRINT " | N | L, m | D,мм | t, мм |Група| G ,kH | M, кНм | "
740 LPRINT " |   |       |       |       |м-сті|       |       | "
750 LPRINT " ===== "
760 FOR Z = 1 TO I - 1
770 LPRINT USING " | # | #### | ###.# | ##.# |       | ####.## | ###.## | ";
Z; L(Z); D1 * 1000; DEL(Z) * 1000; SS$(Z); G(Z) / 1000; M(Z) / 1000
780 NEXT Z
790 LPRINT " ===== "
800 LPRINT
810 LPRINT " Сумарна довжина бур.колони дорівнює: Lсум = "; LS; " м "
820 LPRINT " Приймаємо довжину бур.колони рівну: Lбк = "; LSV; " м "
830 END
840 SC = 1
850 D = 1
860 D2 = D1 - 2 * DEL(D)
870 AE = (48 * D1 ^ 2) / (D1 ^ 2 + D2 ^ 2) ^ 2
880 DE = G(I - 1) * BETA + PG: F = PI / 4 * (D1 ^ 2 - D2 ^ 2)
890 CE = (S(SC) * F / N) ^ 2
900 FE = B * R * W ^ .7 * D1 ^ 2
910 SE = Q(D) * BETA: QWE = SE ^ 2 + AE * FE ^ 2
920 LR = (-(DE * SE + AE * FE * M(I - 1)) + SQR(CE * (SE ^ 2 - AE * FE
^ 2) - AE * (DE * FE - SE * M(I - 1)) ^ 2)) / QWE
930 L(I) = 12 * INT(LR / 12)
940 IF L(I) > 252 THEN 970 ELSE 950
950 IF D < DK THEN D = D + 1: GOTO 860 ELSE 960
960 IF SC < 7 THEN SC = SC + 1: GOTO 850 ELSE 530
970 DEL(I) = DEL(D): QO(I) = Q(D): SS$(I) = S$(SC)
980 RETURN

```

Результат розрахунку:

N	L, м	D, мм	t, мм	Група м-сті	G, кН	M, кНм
1	1836	101.6	8.4	Д	427.76	0.57
2	1345	101.6	8.4	Е	313.368	0.7741

Сумарна довжина бур.колони дорівнює: $L_{\text{сум}} = 3211$ м

Приймаємо довжину бур.колони рівну : $L_{\text{бк}} = 3181$ м

2.7.7 Розрахунок бурильної колони на витривалість

Розрахунок бурильної колони на витривалість є перевірочний і полягає у визначенні узагальненого коефіцієнта запасу міцності з врахуванням осьових, дотичних, згинаючих напружень в перерізах над долотом, в місцях переходу від ОБТ одного діаметру до іншого, в місці переходу від ОБТ до бурильних труб, в усіх інших переходах від секції до секції та на усті свердловини.

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності на витривалість знаходяться формулою:

$$n = \frac{n_{\sigma} \cdot n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}}, \quad (2.41)$$

де n - фактичний узагальнений коефіцієнт запасу міцності витривалість;

n_{σ} - запас міцності за нормальними напруженнями, вирахований при умові, що дотичні напруження відсутні;

n_{τ} - запас міцності за дотичними напруженнями, вирахований за умови, що нормальні напруження відсутні:

$$n_{\sigma} = \frac{\sigma_{\sigma} \cdot \sigma_{-1}}{\sigma_{\sigma} \cdot \sigma_{32} + \sigma_{-1} \cdot \sigma_{oc}} \quad (2.42)$$

де σ_{-1} – межа витривалості при симетричному циклі навантажень, Па;

σ_{σ} – межа міцності (витривалості) матеріалу труби, Па.

$$n_{\tau} = \frac{\tau_T}{\tau_{кр}} \quad (2.43)$$

де τ_T – межа витривалості при крученні, Па.

За четвертою теорією міцності межа витривалості при крученні дорівнює:

$$\tau_T = \frac{\sigma_T}{\sqrt{3}} \quad (2.44)$$

Осьові σ_{oc} , згинаючі $\sigma_{зг}$ та крутні (дотичні) $\tau_{кр}$ напруження знаходять за форм VII (2.11), (2.13), (2.17).

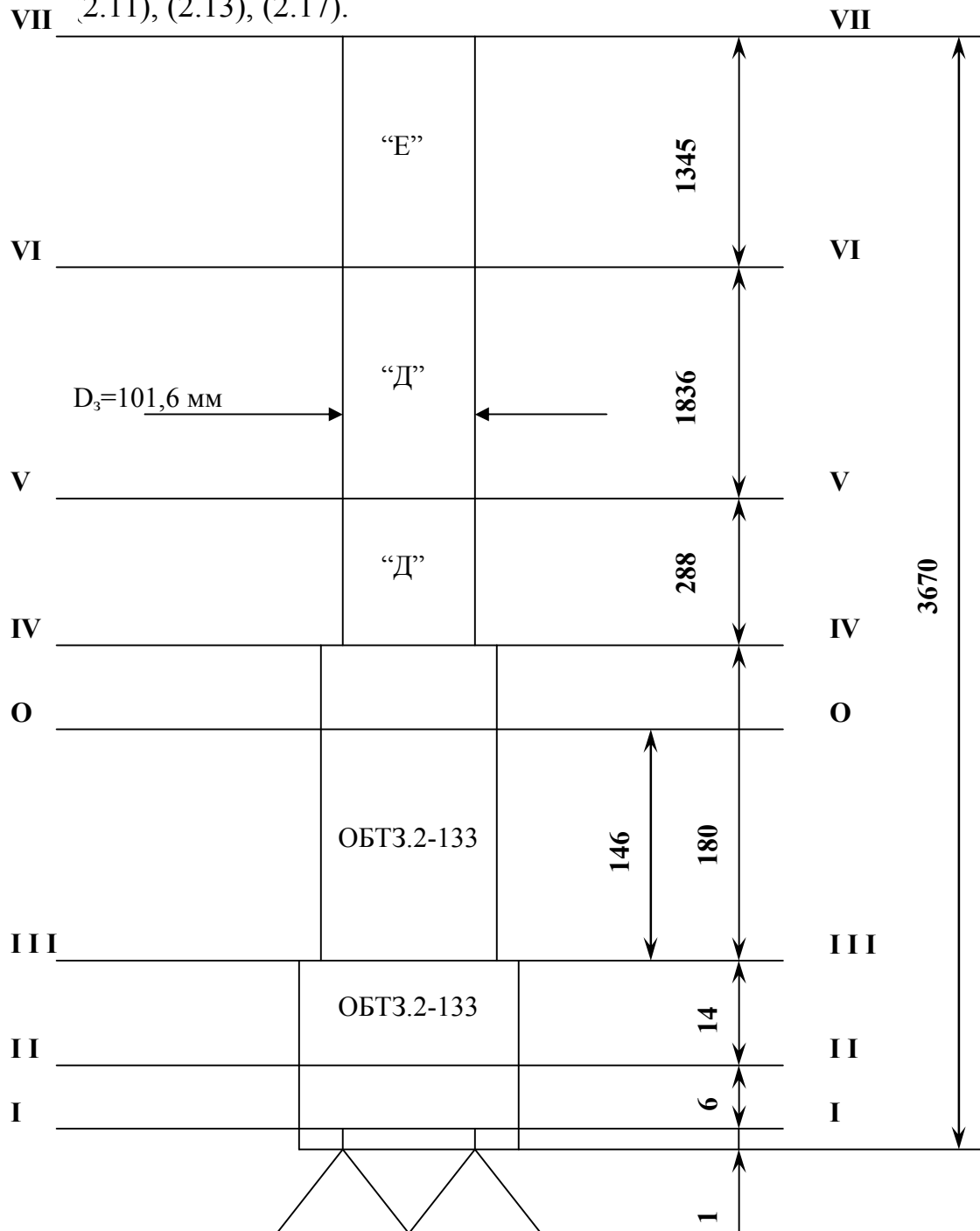


Рисунок 2.4 – Схема конструкції бурильної колони (розрахункових перерізів).

Схема розрахункових перерізів приведена на рисунку 2.4.

Проведемо розрахунок бурильної колони на витривалість в перерізі між КЛСН 165.1 та ОБТЗ.2-133(I-I).

Вихідні дані:

1. Діаметр в основній частині трубної різьби	$d_3=103 \text{ мм}$
2. Зовнішній діаметр труби	$d_{3,TP}=133 \text{ мм}$
3. Внутрішній діаметр труби	$d_{B,TP}=64 \text{ мм}$
4. Діаметр долота	$D_D=165.1 \text{ мм}$
5. Коефіцієнт кавернозності	$K_K=1,05$
6. Навантаження на долото	$G_D=120 \text{ кН}$
7. Модуль пружності сталі	$E=2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
8. Межа текучості	$\sigma_T=735 \text{ МПа}$
9. Межа витривалості при симетричному циклі навантажень	$\sigma_{-1}=100 \text{ МПа}$
10. Вага КНБК	$G_{КНБК}=20032.02 \text{ Н}$
11. Вага 1 м ОБТ	$q_{ОБТ}=824.04 \text{ Н}$
12. Коефіцієнт Архімеда	$\beta=0,855$
13. Межа міцності	$\sigma_{\sigma}=882 \text{ МПа}$

Знаходимо нульовий переріз ($\sigma_{oc}=0, k=1$):

$$l_{IP} = \frac{G_D - G_{КНБК} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)}{q_{ОБТ} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{np}}{\rho_m}\right)} = \frac{G_D - G_{КНБК} \cdot \beta}{q_{ОБТ} \cdot \beta} \quad (2.45)$$

$$l_{IP} = \frac{120 \cdot 10^3 - 20032.02 \cdot 0,855}{824.04 \cdot 0,855} = 146 \text{ м.}$$

Визначимо момент інерції при згині за формулою (2.9):

$$I_{зг} = \frac{3,14}{64} \left((0,103)^4 - (0,064)^4 \right) = 4.79 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Момент опору при згині знайдемо за формулою:

$$W_{3\Gamma} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_3^4 - d_6^4}{d_3}, \quad (2.46)$$

$$W_{3\Gamma} = \frac{3,14}{32} \cdot \frac{(0,103^4 - 0,064^4)}{0,103} = 9,27 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Момент опору при крученні знайдемо за формулою:

$$W_{KP} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_3^4 - d_6^4}{d_3}, \quad (2.47)$$

$$W_{KP} = \frac{3,14}{16} \cdot \frac{(0,103^4 - 0,064^4)}{0,103} = 1,85 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3$$

Стрілу прогину знайдемо за формулою (2.14):

$$f = \frac{\sqrt{1,05 \cdot 0,1651 - 0,133}}{2} = 0,018 \text{ м}.$$

Довжину півхвилі згину визначаємо за формулою (2.15):

$$l_{II} = \frac{3,14}{6,28} \cdot \sqrt{\frac{9,81}{2} \cdot \left(-166 + \sqrt{166^2 + \frac{4 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,79 \cdot 10^{-6} \cdot 6,28^2}{8083,8}} \right)} = 7,93 \text{ м}$$

Площа перерізу труби:

$$F = \frac{3,14 \cdot (0,103^2 - 0,064^2)}{4} = 0,00518 \text{ м}^2$$

Визначимо осьове напруження стиску, вважаючи, що в перерізі діє навантаження, яке рівне навантаженню на долото:

$$\sigma_{oc} = \frac{G_D}{F} \quad (2.48)$$

$$\sigma_{oc} = \frac{120 \cdot 10^3}{0.00518} = 23.17 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Згинаюче напруження знаходимо за формулою (2.11):

$$\sigma_{зг} = \frac{3,14^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4.79 \cdot 10^{-6} \cdot 0,018}{9.27 \cdot 10^{-5} \cdot 7.93^2} = 30.65 \text{ МПа}$$

Межу витривалості при крученні визначаємо за формулою (2.44):

$$\tau_T = \frac{735}{\sqrt{3}} = 424,4 \text{ МПа.}$$

Напруження кручення крутних моментів визначаємо за формулою (2.17):

$$\tau_{кр} = \frac{2183}{1.85 \cdot 10^{-4}} = 11.8 \text{ МПа}$$

Запас міцності за дотичними напруженнями знаходимо за формулою (2.47):

$$n_\tau = \frac{424,4}{11.8} = 36$$

Запас міцності за нормальними напруженнями розрахуємо за формулою (2.46):

$$n_\sigma = \frac{882 \cdot 10^6 \cdot 100 \cdot 10^6}{882 \cdot 10^6 \cdot 30.65 \cdot 10^6 + 100 \cdot 10^6 \cdot 23.17 \cdot 10^6} = 3.01$$

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності знайдемо за формулою (2.41):

$$n = \frac{3.01 \cdot 36}{\sqrt{3.01^2 + 36^2}} = 2.999$$

Проведемо розрахунок бурильної колони на витривалість в перерізі між першою та другою ОБТ(II-II).

Вихідні дані:

1. Діаметр в основній частині трубної різьби	$d_3=103 \text{ мм}$
2. Зовнішній діаметр труби	$d_{3,TP}=133 \text{ мм}$
3. Внутрішній діаметр труби	$d_{B,TP}=64 \text{ мм}$
4. Діаметр долота	$D_D=165.1 \text{ мм}$
5. Коефіцієнт кавернозності	$K_K=1,05$
6. Навантаження на долото	$G_D=120 \text{ кН}$
7. Модуль пружності сталі	$E=2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
8. Межа текучості	$\sigma_T=735 \text{ МПа}$
9. Межа витривалості при симетричному циклі навантажень	$\sigma_{-1}=100 \text{ МПа}$
10. Межа міцності	$\sigma_B=882 \text{ МПа}$
11. Вага 1 м ОБТ	$q_{OBT}=824.04 \text{ Н}$
12. Коефіцієнт Архімеда	$\beta=0,855$

$$l_{II} = \frac{3,14}{6,28} \cdot \sqrt{\frac{9,81}{2} \cdot \left(-160 + \sqrt{160^2 + \frac{4 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4.79 \cdot 10^{-6} \cdot 6,28^2}{8083.8}} \right)} = 8.04 \text{ м}$$

Визначимо осьове напруження стиску:

$$\sigma_{oc} = \frac{120 \cdot 10^3 - (4944.24 + 1667.7) \cdot 0.855}{0.00518} = 22.07 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Згинаюче напруження знаходимо за формулою (2.12):

$$\sigma_{zg} = \frac{3,14^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4.79 \cdot 10^{-6} \cdot 0,018}{9.27^{-5} \cdot 8.04^2} = 29.8 \text{ МПа}$$

Напруження кручення крутних моментів визначаємо за формулою (2.17):

$$\tau_{kp} = \frac{2183 + 3.6}{1.85 \cdot 10^{-4}} = 11.82 \text{ МПа}$$

Запас міцності за дотичними напруженнями знаходимо за формулою(2.47):

$$n_{\tau} = \frac{424,4}{11.82} = 35.9$$

Запас міцності за нормальними напруженнями розрахуємо за формулою (2.46):

$$n_{\sigma} = \frac{882 \cdot 10^6 \cdot 100 \cdot 10^6}{882 \cdot 10^6 \cdot 29.8 \cdot 10^6 + 100 \cdot 10^6 \cdot 22.07 \cdot 10^6} = 3.1$$

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності знайдемо за формулою (2.41):

$$n = \frac{3.1 \cdot 35.9}{\sqrt{3.1^2 + 35.9^2}} = 3.07$$

Проведемо розрахунок бурильної колони на витривалість в перерізі між КНБК та ОБТ (III-III).

Вихідні дані:

1. Діаметр в основній частині трубної різьби	$d_3 = 103 \text{ мм}$
2. Зовнішній діаметр труби	$d_{3.тп} = 133 \text{ мм}$
3. Внутрішній діаметр труби	$d_{в.тп} = 64 \text{ мм}$
4. Діаметр долота	$D_d = 165.1 \text{ мм}$
5. Коефіцієнт кавернозності	$K_k = 1,05$
6. Навантаження на долото	$G_d = 120 \text{ кН}$
7. Модуль пружності сталі	$E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
8. Межа текучості	$\sigma_T = 735 \text{ МПа}$
9. Межа витривалості при симетричному циклі навантажень	$\sigma_{-1} = 100 \text{ МПа}$
10. Межа міцності	$\sigma_B = 882 \text{ МПа}$
11. Вага 1 м НК	$q_{нк} = 232.9875 \text{ Н}$
12. Коефіцієнт Архімеда	$\beta = 0,855$

Довжину півхвилі згину визначаємо за формулою (2.15):

$$l_{\Pi} = \frac{3,14}{6,28} \cdot \sqrt{\frac{9,81}{2} \cdot \left(-146 + \sqrt{146^2 + \frac{4 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,79 \cdot 10^{-6} \cdot 6,28^2}{8083,8}} \right)} = 8,32 \text{ м}$$

Визначимо осьове напруження розтягу:

$$\sigma_{oc} = \frac{120 \cdot 10^3 - 20032,02 \cdot 0,855}{0,00518} = 19,86 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Згинаюче напруження знаходимо за формулою (2.12):

$$\sigma_{зг} = \frac{3,14^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 4,79 \cdot 10^{-6} \cdot 0,018}{9,27 \cdot 10^{-5} \cdot 8,32^2} = 27,8 \text{ МПа}$$

Межу витривалості при крученні визначаємо за формулою (2.44):

$$\tau_T = \frac{735}{\sqrt{3}} = 424,4 \text{ МПа.}$$

Напруження кручення крутних моментів визначаємо за формулою (2.17):

$$\tau_{кр} = \frac{2183 + 15,17}{1,85 \cdot 10^{-4}} = 11,9 \text{ МПа}$$

Запас міцності за дотичними напруженнями знаходимо за формулою (2.47):

$$n_{\tau} = \frac{424,4}{11,9} = 35,7$$

Запас міцності за нормальними напруженнями розрахуємо за формулою (2.46):

$$n_{\sigma} = \frac{882 \cdot 10^6 \cdot 100 \cdot 10^6}{882 \cdot 10^6 \cdot 27,8 \cdot 10^6 + 100 \cdot 10^6 \cdot 19,86 \cdot 10^6} = 3,33$$

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності знайдемо за формулою (2.41):

$$n = \frac{3.33 \cdot 35.7}{\sqrt{3.33^2 + 35.7^2}} = 3.32$$

Проведемо розрахунок бурильної колони на витривалість в перерізі між ОБТ та НК (IV-IV).

Вихідні дані:

1. Діаметр замка	$d_3 = 152 \text{ мм}$
2. Зовнішній діаметр труби	$d_{3,TP} = 101.6 \text{ мм}$
3. Внутрішній діаметр труби	$d_{B,TP} = 84.8 \text{ мм}$
4. Діаметр долота	$D_D = 165.1 \text{ мм}$
5. Коефіцієнт кавернозності	$K_K = 1.05$
6. Навантаження на долото	$G_D = 120 \text{ кН}$
7. Модуль пружності сталі	$E = 2.1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
8. Межа текучості	$\sigma_T = 373 \text{ МПа}$
9. Межа витривалості при симетричному циклі навантажень	$\sigma_{-1} = 137 \text{ МПа}$
10. Межа міцності	$\sigma_B = 637 \text{ МПа}$
11. Вага 1 м НК	$q_{HK} = 232.9875 \text{ Н}$
12. Коефіцієнт Архімеда	$\beta = 0.855$

Визначимо момент інерції при згині за формулою (2.9):

$$I_{зг} = \frac{3.14}{64} \left((0.1016)^4 - (0.0848)^4 \right) = 2.69 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

Момент опору при згині знайдемо за формулою:

$$W_{зг} = \frac{3.14}{32} \cdot \frac{(0.1016^4 - 0.0848^4)}{0.1016} = 5.3 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$$

Момент опору при крученні знайдемо за формулою:

$$W_{KP} = \frac{3,14}{16} \cdot \frac{(0,1016^4 - 0,0848^4)}{0,1016} = 1,06 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3$$

Довжину півхвилі згину визначаємо за формулою (2.15):

$$l_{II} = \frac{3,14}{6,28} \cdot \sqrt{\frac{9,81}{2} \cdot \left(34 + \sqrt{34^2 + \frac{4 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 6,28^2}{2285,6}} \right)} = 16,96 \text{ м}$$

Площа перерізу труби:

$$F = \frac{3,14 \cdot (0,1016^2 - 0,0848^2)}{4} = 2,46 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Стрілу прогину знайдемо за формулою (2.14):

$$f = \frac{\sqrt{1,05 \cdot 0,165 \cdot 1} - 0,152}{2} = 0,0086 \text{ м}.$$

Визначимо осьове напруження розтягу:

$$\sigma_{oc} = \frac{824,04 \cdot 34 \cdot 0,855 + 25530}{2,46 \cdot 10^{-3}} = 20,1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Згинаюче напруження знаходимо за формулою (2.12):

$$\sigma_{зг} = \frac{3,14^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2,69 \cdot 10^{-6} \cdot 0,0086}{5,3 \cdot 10^{-5} \cdot 16,96^2} = 3,1 \text{ МПа}$$

Межу витривалості при крученні визначаємо за формулою (2.44):

$$\tau_T = \frac{373}{\sqrt{3}} = 215,4 \text{ МПа}.$$

Напруження кручення крутних моментів визначаємо за формулою (2.17):

$$\tau_{кр} = \frac{2183 + 15,17 + 130}{1,06 \cdot 10^{-4}} = 21,96 \text{ МПа}$$

Запас міцності за дотичними напруженнями знаходимо за формулою(2.47):

$$n_{\tau} = \frac{215,4}{21.96} = 9.8$$

Запас міцності за нормальними напруженнями розрахуємо за формулою (2.46):

$$n_{\sigma} = \frac{637 \cdot 10^6 \cdot 137 \cdot 10^6}{637 \cdot 10^6 \cdot 3.1 \cdot 10^6 + 137 \cdot 10^6 \cdot 20.1 \cdot 10^6} = 18.5$$

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності знайдемо за формулою (2.41):

$$n = \frac{18.5 \cdot 9.8}{\sqrt{18.5^2 + 9.8^2}} = 8.6$$

Проведемо розрахунок бурильної колони на витривалість в перерізі між НК та БТ₁ (V-V).

Вихідні дані:

1. Діаметр замка	$d_3 = 152$ мм
2. Зовнішній діаметр труби	$d_{3.тп} = 101.6$ мм
3. Внутрішній діаметр труби	$d_{в.тп} = 84.8$ мм
4. Діаметр долота	$D_d = 165.1$ мм
5. Коефіцієнт кавернозності	$K_k = 1,05$
6. Навантаження на долото	$G_d = 120$ кН
7. Модуль пружності сталі	$E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па
8. Межа текучості	$\sigma_T = 373$ МПа
9. Межа витривалості при симетричному циклі навантажень	$\sigma_{-1} = 137$ МПа
10. Межа міцності	$\sigma_B = 637$ МПа
11. Вага 1 м БТ ₁	$q_{БТ1} = 232.9875$ Н
12. Коефіцієнт Архімеда	$\beta = 0,855$
13. Внутрішній діаметр проміжної колони	$d_{в.пр} = 168.6$ мм.

Стрілу прогину знайдемо за формулою (2.14):

$$f = \frac{0.1686 - 0.152}{2} = 0.0083 \text{ м.}$$

Довжину півхвилі згину визначаємо за формулою (2.15):

$$l_{\Pi} = \frac{3.14}{6.28} \cdot \sqrt{\frac{9.81}{2} \cdot \left(322 + \sqrt{322^2 + \frac{4 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} \cdot 6.28^2}{2285.6}} \right)} = 29.3 \text{ м}$$

Визначимо осьове напруження розтягу:

$$\sigma_{oc} = \frac{(28017.36 + 67100.4) \cdot 0.855 + 25530}{2.46 \cdot 10^{-3}} = 33.1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Згинаюче напруження знаходимо за формулою (2.12):

$$\sigma_{зг} = \frac{3.14^2 \cdot 2.1 \cdot 10^{11} \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} \cdot 0.0083}{5.3 \cdot 10^{-5} \cdot 29.3^2} = 1.017 \text{ МПа}$$

Напруження кручення крутних моментів визначаємо за формулою (2.17):

$$\tau_{кр} = \frac{2183 + 15.17 + 130 + 121.42}{1.06 \cdot 10^{-4}} = 23.1 \text{ МПа}$$

Запас міцності за дотичними напруженнями знаходимо за формулою (2.47):

$$n_{\tau} = \frac{215.4}{23.1} = 9.3$$

Запас міцності за нормальними напруженнями розрахуємо за формулою (2.46):

$$n_{\sigma} = \frac{637 \cdot 10^6 \cdot 137 \cdot 10^6}{637 \cdot 10^6 \cdot 1.017 \cdot 10^6 + 137 \cdot 10^6 \cdot 33.1 \cdot 10^6} = 16.8$$

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності знайдемо за формулою (2.41):

$$n = \frac{16.8 \cdot 9.3}{\sqrt{16.8^2 + 9.3^2}} = 8.1$$

Проведемо розрахунок бурильної колони на витривалість в перерізі між БТ₁ та БТ₂ (VI-VI).

Вихідні дані:

1. Діаметр замка	$d_3 = 152 \text{ мм}$
2. Зовнішній діаметр труби	$d_{3,TP} = 101.6 \text{ мм}$
3. Внутрішній діаметр труби	$d_{B,TP} = 84.8 \text{ мм}$
4. Діаметр долота	$D_D = 165.1 \text{ мм}$
5. Коефіцієнт кавернозності	$K_K = 1.05$
6. Навантаження на долото	$G_D = 120 \text{ кН}$
7. Модуль пружності сталі	$E = 2.1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
8. Межа текучості	$\sigma_T = 539 \text{ МПа}$
9. Межа витривалості при симетричному циклі навантажень	$\sigma_{-1} = 118 \text{ МПа}$
10. Межа міцності	$\sigma_B = 735 \text{ МПа}$
11. Вага 1 м БТ ₁	$q_{BT} = 232.9875 \text{ Н}$
12. Коефіцієнт Архімеда	$\beta = 0.855$
13. Внутрішній діаметр проміжної колони	$d_{в.пр} = 168.6 \text{ мм.}$

Довжину півхвилі згину визначаємо за формулою (2.15):

$$l_{II} = \frac{3.14}{6.28} \cdot \sqrt{\frac{9.81}{2} \cdot \left(2158 + 2158 \sqrt{1648^2 + \frac{4.2 \cdot 10^{11} \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} \cdot 6.28^2}{2285.6}} \right)} = 72.86 \text{ м}$$

Визначимо осьове напруження розтягу:

$$\sigma_{oc} = \frac{(28017.36 + 67100.4 + 427765.05) \cdot 0,855}{2.46 \cdot 10^{-3}} + \frac{25530}{2.46 \cdot 10^{-3}} = 192.1 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Згинаюче напруження знаходимо за формулою (2.12):

$$\sigma_{зг} = \frac{3,14^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} \cdot 0,083}{5.3 \cdot 10^{-5} \cdot 72.86^2} = 0.165 \text{ МПа}$$

Напруження кручення крутних моментів визначаємо за формулою (2.17):

$$\tau_{кр} = \frac{2183 + 1517 + 130 + 121.42 + 774.055}{1.06 \cdot 10^{-4}} = 30.4 \text{ МПа}$$

Межу витривалості при крученні визначаємо за формулою (2.44):

$$\tau_T = \frac{373}{\sqrt{3}} = 215,4 \text{ МПа.}$$

Запас міцності за дотичними напруженнями знаходимо за формулою (2.47):

$$n_\tau = \frac{215,4}{30.4} = 7,085$$

Запас міцності за нормальними напруженнями розрахуємо за формулою (2.46):

$$n_\sigma = \frac{735 \cdot 10^6 \cdot 118 \cdot 10^6}{735 \cdot 10^6 \cdot 0.164 \cdot 10^6 + 118 \cdot 10^6 \cdot 192.1 \cdot 10^6} = 3.8$$

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності знайдемо за формулою (2.41):

$$n = \frac{3.8 \cdot 7,085}{\sqrt{3.8^2 + 7,085^2}} = 3.34$$

Проведемо розрахунок бурильної колони на витривалість на усті (VII-VII).

Вихідні дані:

1. Діаметр замка	$d_3=152 \text{ мм}$
2. Зовнішній діаметр труби	$d_{3,TP}=101.6 \text{ мм}$
3. Внутрішній діаметр труби	$d_{B,TP}=84.8 \text{ мм}$
4. Діаметр долота	$D_D=165.1 \text{ мм}$
5. Коефіцієнт кавернозності	$K_K=1,05$
6. Навантаження на долото	$G_D=120 \text{ кН}$
7. Модуль пружності сталі	$E=2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
8. Межа текучості	$\sigma_T=539 \text{ МПа}$
9. Межа витривалості при симетричному циклі навантажень	$\sigma_{-1}=118 \text{ МПа}$
10. Межа міцності	$\sigma_B=735 \text{ МПа}$
11. Вага 1 м БТ ₁	$q_{BT1}=232.9875 \text{ Н}$
12. Коефіцієнт Архімеда	$\beta=0,855$
13. Внутрішній діаметр проміжної колони	$d_{в.пр}=168.6 \text{ мм.}$

Довжину півхвилі згину визначаємо за формулою (2.15):

$$l_{II} = \frac{3,14}{6,28} \cdot \sqrt{\frac{9,81}{2} \cdot \left(3503 + \sqrt{3503^2 + \frac{4 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} \cdot 6,28^2}{2285.6}} \right)} = 92.8 \text{ м}$$

Визначимо осьове напруження розтягу:

$$\begin{aligned} \sigma_{oc} &= \frac{(28017.36 + 67100.4 + 427765.05 + 313368.2) \cdot 0,855}{2.46 \cdot 10^{-3}} + \\ &+ \frac{25530}{2.46 \cdot 10^{-3}} = 301 \cdot 10^6 \text{ Па} \end{aligned}$$

Згинаюче напруження знаходимо за формулою (2.12):

$$\sigma_{32} = \frac{3,14^2 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 2.69 \cdot 10^{-6} \cdot 0,0083}{5.3 \cdot 10^{-5} \cdot 92.8^2} = 0.101 \text{ МПа}$$

Напруження кручення крутних моментів визначаємо за формулою (2.17):

$$\tau_{кр} = \frac{2183 + 15.17 + 130 + 121.42 + 774.055 + 567.1}{1.06 \cdot 10^{-4}} = 35.8 \text{ МПа}$$

Межу витривалості при крученні визначаємо за формулою (2.44):

$$\tau_T = \frac{539}{\sqrt{3}} = 311.2 \text{ МПа.}$$

Запас міцності за дотичними напруженнями знаходимо за формулою (2.47):

$$n_\tau = \frac{311,2}{35.8} = 8.7$$

Запас міцності за нормальними напруженнями розрахуємо за формулою (2.48):

$$n_\sigma = \frac{735 \cdot 10^6 \cdot 118 \cdot 10^6}{735 \cdot 10^6 \cdot 0.101 \cdot 10^6 + 118 \cdot 10^6 \cdot 301 \cdot 10^6} = 2.4$$

Узагальнений коефіцієнт запасу міцності знайдемо за формулою (2.41):

$$n = \frac{2.4 \cdot 8.7}{\sqrt{2.4^2 + 8.7^2}} = 2.3$$

Результати розрахунку зведемо в таблицю 2.8.

Таблиця 2.9 – Конструкція бурильної колони після розрахунку на міцність та витривалість

№ секції	Назва секції	Інтервал встановлення секції, м	Довжина секції, м	Зовнішній діаметр секції, мм	Товщина стінки, мм	Група міцності матеріалу труби	Вага секції, кН	Наростаюча вага колони, кН
Кондуктор								
1	КНБК	140-116	24	229		38ХНЗМФА	64.37	64.37
2	ОБТ	116-96	20	203		38ХНЗМФА	42.1	106.47
3	I	96-0	96	140	10.5	Д	37.228	143.698
Перша проміжна								
1	КНБК	2000-1976	24	203		38ХНЗМФА	50.525	50.525
2	ОБТ	1976-1839	137	203		38ХНЗМФА	288.416	338.941
3	I	1839-369	1470	127	9.2	Д	450.214	789.155
4	II	369-0	369	127	9.2	Е	113.013	902.168
Друга проміжна								
1	КНБК	3330-3310	20	146		38ХНЗМФА	20.209	20.209
2	ОБТ	3310-3106	204	146		38ХНЗМФА	206.128	226.337
3	I	3106-1436	1670	127	9.2	Д	511.468	737.805
4	II	1436-366	1070	127	9.2	Е	327.707	1065.512
5	III	366-0	366	127	9.2	Л	114.679	1180.191
Експлуатаційна колона								
1	КНБК	3670-3649	21	133		38ХНЗМФА	17.3	17.3
2	ОБТ	3649-3469	180	133		38ХНЗМФА	148.327	165.627
3	НК	3469-3181	288	101.6	8.4	Д	67.1	232.727
4	I	3181-1345	1836	101.6	8.4	Д	427.765	660.492
5	II	1345-0	1345	101.6	8.4	Е	313.368	973.86

Таблиця 2.10 –Таблиця ідентифікаторів, що використовуються в програмі для розрахунку бурильної колони на витривалість.

Назва	Іденти- фікатор	Позна- чення
Модуль пружності, $E=2,1 \cdot 10^{11}$, Н/м ²	E	E1
Густина матеріалу (сталі), кг /м ³	ρ_m	PM
Прискорення вільного падіння, м/с ²	G	G
Кількість інтервалів	к	K
Коефіцієнт Архімеда	β	BT
Кутова швидкість обертання долота, с ⁻¹	ω	W
Густина бурового розчину, кг/м ³	$\rho_{пр}$	R
Навантаження, що створ. Внаслідок перепаду тиску, Н	G_T	GT
Момент на долоті, Н·м	M_d	MD
Навантаження на долоті, Н	G_d	GD
Коефіцієнт	в	B
Діаметр долота, м	D_d	DD
Коефіцієнт кавернозності	к	KK
Внутрішній діаметр обсадної колони, м	$D_{обс}$	DC
Відстань від 1 – го до і – го перерізу, м	Z	Z
Зовнішній діаметр замка, м	$d_{зз}$	DZ(I)
Зовнішній діаметр тр. I – го перерізу, м	$d_{трз}$	D3
Діаметр в основній частині трубної різьби, м	d_3	D1(I)
Внутрішній діаметр перерізу, м	d_B	D3
Вага 1 м труби , розташованого над і–им перерізом, кг/м	q	QT
Довжина між і – тими перерізами, м	l	L(I)
Межа текучості, МПа	σ_T	ST
Межа витривалості, МПа	σ_B	SV
Стріла прогину, м	f	F
Момент інерції при згині (розтягу), м ⁴	I	IZ
Напруження згину, Па	$\sigma_{зг}$	SZG
Момент опору при згині, м ³	$W_{зг}$	WZ
Довжина півхвилі згину, м	l_n	LP
Площа поперечного перерізу, м ²	F1	F1
Узагальнений коефіцієнт запасу міцності	n	N(I)

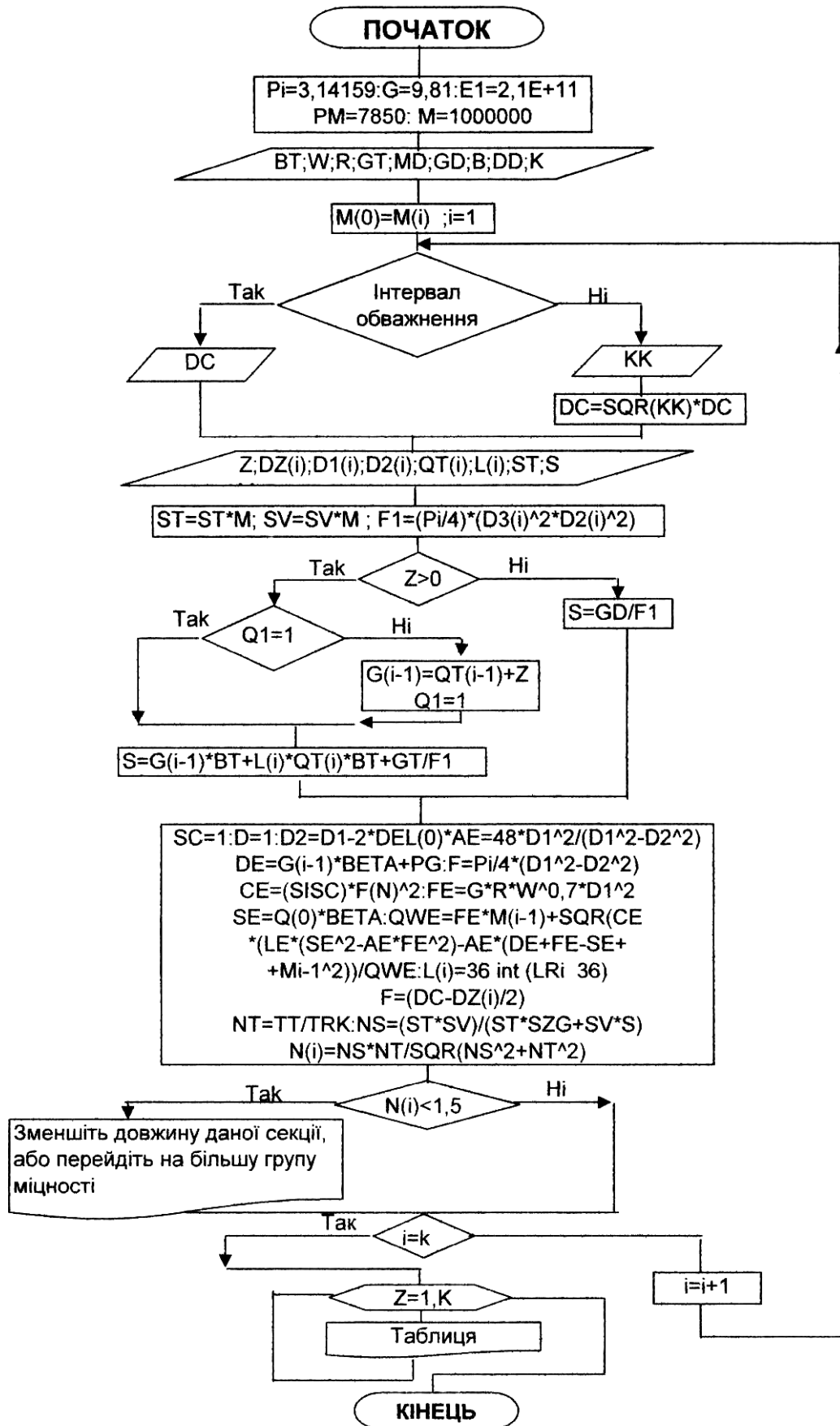


Рисунок 2.5 – Блок схема розрахунку бурильної колони на витривалість

```

10 CLS
30 PRINT " ; Розрахунок бурильної колони на витривалість! "
50 PRINT " Програму склав:ст.гр.НБ-07-1 "
60 PRINT " Білик М.В. "
70 PRINT : PRINT : PRINT
80 INPUT " Бажаєте провести розрахунок (y/n) ?", ASK$
90 IF ASK$ = "y" OR ASK$ = "Y" THEN GOTO 120
100 IF ASK$ = "n" OR ASK$ = "N" THEN SYSTEM
110 GOTO 80
120 CLS
130 DIM G(10), D1(10), D2(10), L(10), QT(10), M(10), DZ(10),
D3(10)
150 PI =3.14159: G =9.810001:E1 = 2.1E+11: PM =7850:M =
0000001:LS = 0
160 PRINT " Для проведення розрахунку введіть наступні величини:"
170 INPUT " -кількість інтервалів K = ", K
180 INPUT " -коефіцієнт Архімеда в = ", BT
190 INPUT " -швидкість обертання долота, с-1 w = ", W
200 INPUT " -густину бурового розчину, кг/м^3 p = ", R
210 INPUT " -нав-ня,що створ-ся внасл.перепаду тиску Gт= ", GT
220 INPUT " -момент на долоті, Нм Мд= ", MD: M(0) = MD
230 INPUT " -навантаження на долото, Н Гд= ", GD
240 INPUT " -коефіцієнт 'b' b = ", B
250 INPUT " -діаметр долота, м Дд= ", DD
260 I = 1
270 PRINT " -інтервал "; I; " обсаджений(y/n)? "; : INPUT "",ASK$
280 IF ASK$ = "y" OR ASK$ = "Y" THEN GOTO 340
290 IF ASK$ = "n" OR ASK$ = "N" THEN GOTO 310
300 GOTO 270
310 INPUT " -введіть коефіцієнт ковернозності Kk= ", KK
320 DC =SQR(KK)*DD
330 GOTO 350
340 INPUT " -внутрішній діаметр обсадної колони, м Dc= ", DC
350 PRINT " -відстань від 0-го до ";I-го перерізу,м z =";:INPUT"
",Z
360 INPUT " -зовнішній діаметр замка, м Dz= ", DZ(I)
370 PRINT " -зовн.діаметр тр. ";I-го перерізу,м Dz="";:INPUT"
",D3(I)
380 INPUT " -діаметр в осн-й частині трубної різьби,м D1=", D1(I)
390 INPUT " -внутрішній діаметр перерізу, м D2= ", D2(I)
400 PRINT " -вагу 1м труб розт.над»;I; "-им пер.,кг/м
q="";:INPUT"", QT(I): QT(I) = QT(I) * G
410 PRINT "-довж.між";I;"-ими";I + 1;"-им пер.,мL =";: INPUT"
",L(I)
420 INPUT "-межу текучості, Мпа Gт= ", ST: ST = ST *
М
430 INPUT "-межу витривалості,Мпа Gв= ", SV: SV = SV *
М
440 F1 = (PI / 4) * (D3(I) ^ 2 - D2(I) ^ 2)
450 IF Z > 0 THEN 460 ELSE S = GD / F1: GOTO 490
460 IF Q1 = 1 THEN 480 ELSE G(I - 1) = QT(I - 1) * Z

```

```

470 Q1 = 1
480 S = (G(I - 1) * BT + L(I) * QT(I) * BT + GT) / F1
490 F = (DC - DZ(I)) / 2
500 IZ = (PI / 64) * (D1(I) ^ 4 - D2(I) ^ 4)
510 WZ = (PI/32) * ((D1(I)^4 - D2(I)^4) / D1(I))
520 LP = SQR(G/2 * (Z + SQR(Z^2 + (4 * E1 * IZ * W^2) / (QT(I) * G)))) * PI / W
530 SZG = PI ^ 2 * E1 * IZ * F / (LP ^ 2 * WZ)
540 G(I) = G(I) + QT(I) * L(I)
550 M(I) = M(I - 1) + B * R * W ^ .7 * D3(I) ^ 2 * L(I)
560 WK = 2 * WZ
570 TKR = M(I) / WK
580 TT = ST / SQR(3)
590 NT = TT / TKR: NS = (ST * SV) / (ST * SZG + SV * S)
600 N(I) = NS * NT / SQR(NS ^ 2 + NT ^ 2)
610 CLS
620 PRINT
630 PRINT
640 IF N(I) < 1.5 THEN PRINT "Зменшіть довжину даної секції або
    перейдіть на більшу групу міцності "
650 IF I = K THEN 680
660 I = I + 1
670 GOTO 270
680 PRINT : PRINT "          Результат розрахунку:          "
690 PRINT
700 PRINT "=====
710 PRINT "| N | L, м | Дзв,м | Двн,м | Дзм,м | Дтр,м | Запас
    ст.|"
720 PRINT "=====
730 FOR Z = 1 TO K
740 PRINT USING "|## | #### | #.### | #.### | #.### | #.### |
    ##.##|"; Z; L(Z); D1(Z); D2(Z); DZ(Z); D3(Z); N(Z)
750 NEXT Z
760 PRINT "=====
770 PRINT : PRINT : PRINT
780 INPUT „Бажаєте роздрукувати результати (y/n)? “, ASK$
790 IF ASK$ = "y" OR ASK$ = "Y" THEN GOTO 860
800 IF ASK$ = "n" OR ASK$ = "N" THEN GOTO 820
810 GOTO 780
820 INPUT „Бажаєте продовжити роботу з програмою (y/n)?“, ASK$
830 IF ASK$ = "y" OR ASK$ = "Y" THEN GOTO 140
840 IF ASK$ = "n" OR ASK$ = "N" THEN SYSTEM
850 GOTO 820
860 LPRINT "          Результат розрахунку:          "
870 LPRINT "
880 LPRINT "=====+=====
890 LPRINT "| N | L, м | Дзв,м | Двн,м | Дзм,м | Дтр,м | Запас
    ст.|"
900 LPRINT "=====
910 FOR Z = 1 TO K
920 LPRINT USING "|## | #### | #.### | #.### | #.### | #.### |
    ##.##|"; Z; L(Z); D1(Z); D2(Z); DZ(Z); D3(Z); N(Z)

```

```
950 END
```

Результат розрахунку:

N	L. м	ДЗВ.м	ДВН.м	ДЗМ.м	Дтр.м	Запас ст.
1	21	0.102	0.064	0.133	0.133	3.3
2	180	0.102	0.0848	0.152	0.1016	8.61
3	288	0.102	0.0848	0.152	0.1016	8.1
4	1836	0.102	0.0848	0.152	0.1016	3.34
5	1345	0.102	0.0848	0.152	0.1016	2.3

2.8 Режим буріння

Під режимом буріння розуміють сукупність параметрів, які впливають на процес буріння і якими можна оперативно керувати в процесі роботи долота на вибої.

До параметрів режиму буріння відносять:

- Осьове навантаження на долото;
- Швидкість обертання долота;
- Витрати або кількість промивальної рідини;
- Фізико–хімічні властивості промивальних рідин або їх якість;

Вибір режимів буріння проводять в два етапи:

- на стадії проектування;
- в процесі буріння;

Етап на стадії проектування включає в собі:

- Визначення детальних режимних параметрів;
- Перевірка можливості реалізації вибраних режимних параметрів;
- Коректування режимними параметрами, якщо неможливо щось реалізувати;

Етап на стадії процесу буріння включає в себе:

1. Коректування режимними параметрами на наступний рейс (за характером зносу долота або іншими ознаками).
2. Оперативний пошук в процесі буріння.

2.8.1 Роторний спосіб буріння

Вихідні дані:

Інтервал буріння 3330–3670 м;

Типорозмір долота III 165.1 СЗ–ГАУР496;

Довжина ОБТ $l_{\text{ОБТ}}=180$ м;

Довжина КНБК $=21$ м;

Зовнішній діаметр КНБК $d_{\text{КНБКз}}=133$ мм;

Внутрішній діаметр КНБК $d_{\text{КНБКв}}=64$ мм;

Зовнішній діаметр ОБТ $d_{\text{ОБТз}}=133$ мм;

Внутрішній діаметр ОБТ $d_{\text{ОБТв}}=64$ мм;

Зовнішній діаметр бурильної колони $d_{\text{БКз}}=101.6$ мм;

Густина промивальної рідини $\rho_{\text{пр}}=1140 \text{ кг/м}^3$;

Глибина спуску проміжної колони $H_{\text{пр}}=3330$ м;

Товщина стінки проміжної колони $\delta=12.7$ мм;

Твердість гірської породи по штампу $p_{\text{ш}}=1200$ МПа;

Внутрішній діаметр проміжної колони $d_{\text{прв}}=168.6$ мм;

Коефіцієнт кавернозності $K_{\text{к}}=1,05$;

Виконаємо проектування параметрів режиму буріння за допомогою аналітичного методу.

1.а) Визначимо бажане осьове навантаження на долото виходячи із умови об'ємного руйнування гірської породи за питомим навантаженням:

$$G_{\text{д}} = q_0 \cdot D_{\text{д}} \quad (2.49)$$

де q_0 – питоме навантаження на долото, $\frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$;

$$q_0 = (5 \div 10) \cdot 10^5 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2};$$

$$G_{\text{д}} = (5 \div 10) \cdot 10^5 \cdot 0,165.1 = 82.55 \div 165.1 \text{ кН};$$

б) Визначимо бажане осьове навантаження на долото за твердістю і площею контакту:

$$G_{\text{д}} = k_{\text{в}} \cdot p_{\text{ш}} \cdot F_{\text{к}} \quad (2.50)$$

де $K_{\text{в}} = 1.1$ – коефіцієнт, який враховує вплив вибійних умов на твердість гірської породи;

$p_{\text{ш}}$ – твердість гірської породи за штампом;

$F_{\text{к}}$ – контактна площа тришарошкових доліт;

$$F_{\text{к}} = 170 \text{ мм}^2;$$

$$G_{\text{д}} = 1.1 \cdot 1200 \cdot 10^6 \cdot 170 \cdot 10^{-6} = 224.4 \text{ кН};$$

Паспортне значення допустимого навантаження на долото Ш 165.1 СЗ–ГАУР496 становить:

$$[G_{\text{д}}] = 130 \text{ кН};$$

Отримане значення порівнявши з паспортним, приймаємо осьове навантаження $G_{\text{д}} = 120 \text{ кН}$.

2. Визначимо швидкість обертання долота з умови забезпечення необхідного часу контакту зуба долота з породою.

$$\omega_{\text{д}} = \frac{2\pi \cdot d_{\text{ш}}}{t_{\text{мін}} \cdot D_{\text{д}} \cdot Z} \quad (2.51)$$

де $\omega_{\text{д}}$ – швидкість обертання долота, с^{-1} ;

$d_{\text{ш}}$ – діаметр шарошки, м ;

$$d_{\text{ш}} = D_{\text{д}} / 1,6 \quad (2.52)$$

$$t_{\min} = (3 \div 8) \cdot 10^{-3} [\text{с}^{-1}] - \text{мінімально необхідний час контакту зуба}$$

долота з пороною;

$z=20$ – максимальна кількість зубців на периферійному вінці шарошки;

$$d_{\text{ш}} = 0,1651/1,6 = 0,103;$$

Отже:

$$\omega_{\text{д}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,103}{4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,1651 \cdot 20} = 49 \text{с}^{-1}$$

Визначимо значення розрахункової частоти обертання:

$$\omega_{\text{д}} = \frac{30 \cdot \omega_{\text{д}}}{\pi} \quad (2.53)$$

$$\omega_{\text{д}} = \frac{30 \cdot 49}{3,14} = 468 \frac{\text{об}}{\text{хв}}$$

Аналізуючи отримане значення частоти обертання долота і коли воно більше за необхідне для буріння роторним способом для шарошкових доліт, то приймаємо з врахуванням глибини буріння:

$n = 60 \text{ хв}^{-1}$, $\omega_{\text{д}} = 6,28 \text{ с}^{-1}$ – для буріння свердловини глибиною більше 2500 м;

Таблиця 2.11 – Характеристика ротора Р–560

№	Параметри	Р–560
1	Допустиме статичне навантаження на стіл ротора, кН	3200
2	Найбільша потужність, що передається на ротор, кВт	370
3	Найбільша частота обертання стола ротора, хв-1	250
4	Діаметр прохідного отвору в столі ротора, мм	560
5	Габарити, мм:	
	довжина	2310
	ширина	1625
	висота	750
6	Маса, т	5,8

3.Проектуємо витрату промивної рідини.

Витрату промивної рідини вибирають з двох умов:

а) з умови очищення вибою свердловини від вибуреної породи

$$Q_1 = q_0 F_{\text{виб}} \quad (2.54)$$

де q_0 - питома витрата промивальної рідини, м/с;

$F_{\text{виб}}$ - площа вибою свердловини, м²

Приймаємо $q_0 = 0,4$ м/с для роторного способу буріння .

$$Q_1 = 0,4 \cdot (3,14 \cdot 1,05 \cdot 0,165^2) / 4 = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі

$$Q_2 = V_{\text{КП}} \cdot F_{\text{КП}} \quad (2.55)$$

де $V_{\text{КП}}$ - швидкість руху рідини в кільцевому просторі, прийmemo

$$V_{\text{КП}} = 1 \text{ м/с}$$

$F_{\text{КП}}$ - площа кільцевого простору, м^2 .

Площу кільцевого простору в необсаженій частині визначаємо за формулою:

$$F_{\text{КП}} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{CB}}^2 - d_{\text{BT}}^2), \quad (2.56)$$

$$F_{\text{КП}} = \frac{3,14}{4} (1,05 \cdot 0,1651^2 - 0,1016^2) = 0,01437 \text{ м}^2.$$

Звідси за формулою (2.55) знаходимо, що

$$Q_2 = 1 \cdot 0,01437 = 0,01437 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Площу кільцевого простору в обсаженій частині визначаємо за формулою:

$$F_{\text{КП}} = \frac{\pi}{4} (d_{\text{ПРв}}^2 - d_{\text{BT}}^2), \quad (2.57)$$

$$F_{\text{КП}} = \frac{3,14}{4} (0,1686^2 - 0,1016^2) = 0,01421 \text{ м}^2.$$

Звідси за формулою (2.55) знаходимо, що

$$Q'_2 = 1 \cdot 0,01421 = 0,01421 \text{ м}^3/\text{с}.$$

За розрахованими значеннями вибираємо насос У8-6МА2 з теоретичною подачею 18.9 л/с, діаметром втулок 130 мм і максимальним тиском 25 МПа характеристика якого приведена в таблиці 2.12.

Таблиця 2.12 – Технічна характеристика насосу У8-6МА2.

Кількість циліндрів	2
Число подвійних ходів поршня за 1 хв.	65
Подача л/с / тиск, МПа при діаметрі втулок, мм:	
120	
130	18.9/25.0
140	22.7/22.3
150	26.7/19.0
160	31.0/16.3
170	35.5/14.0
180	40.4/12.5
190	45.4/11.1
200	50.9/10.0

Визначимо фактичне значення Q_{Φ} :

$$Q_{\Phi} = Q_T \cdot K_H \quad (2.58)$$

де K_H – коефіцієнт наповнення насоса. Приймаємо $K_H=0,9$

$$Q_{\Phi} = 18.9 \cdot 0,9 = 17.01 \text{ л/с}$$

4. Приведемо можливість реалізації режимних параметрів (G_D , ω_D , Q)

З попередніх розрахунків маємо:

$$G_D = 120 \text{ кН};$$

$$\omega_D = 6,28 \text{ с}^{-1};$$

$$Q = 0,01701 \text{ м}^3/\text{с};$$

Перевірка осьового навантаження G_D та швидкості обертання ω_D проводиться за крутним моментом, який не повинен перевищувати момент, що передається ротору і не створювати небезпечних напружень в бурильній колоні.

$$M_{кр} \leq M_p, \quad (2.59)$$

де $M_{кр}$ – крутний момент, який передається бурильній колоні, Н·м;

M_p – момент, який передається ротору, Н·м.

$$M_{кр} = M_d + M_{хо}, \quad (2.60)$$

де M_d – момент на долоті, Н·м;

$M_{хо}$ – момент, необхідний на холосте обертання бурильної колони, Н·м.

$$M_d = M_{nut} \cdot G_d + M_0, \quad (2.61)$$

де M_{nut} – питомий момент на одиницю навантаження, м;

M_0 – момент, який не залежить від осьового навантаження.

Для шарошкових доліт питомий момент можна знайти за формулою:

$$M_{nut} = a_0 \left(\frac{2,9}{\omega_d} + 0,4 \right) D_d^2, \quad (2.62)$$

де a_0 – емпіричний коефіцієнт, який залежить від типу доліт (приймаємо $a_0=0,5$).

$$M_{nut} = 0,5 \cdot \left(\frac{2,9}{6,28} + 0,4 \right) \cdot 0,1651^2 = 0,012 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Для шарошкових доліт з герметизованими опорами наближено M_0 знаходимо за формулою:

$$M_0 \approx (3000 - 4500) D_d \quad (2.63)$$

$$M_0 \approx (3000 - 4500) \cdot 0,1651 = 495,3 - 743 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Приймаємо $M_0 = 743 \text{ Н} \cdot \text{м}$

За формулою (2.60):

$$M_d = 0,012 \cdot 120 \cdot 10^3 + 743 = 2183 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Момент на холосте обертання бурильної колони $M_{хо}$ знаходимо за формулою (2.20):

$$M_{\text{ХО}} = 0,99 \cdot 10^{-2} \cdot 1140 \cdot 6,28^{0,7} \cdot (0,133^2 \cdot 201 + 0,1016^2 \cdot 3469) = 1607,7 \text{ Н}$$

За формулою (2.59):

$$M_{\text{кр}} = 2183 + 1607,7 = 3790,7 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Для перевірки можливості реалізації потрібного моменту необхідно одержане значення порівняти з моментом, який може створити ротор:

$$M_p = M_p^{\text{nac}} - M_n, \quad (2.64)$$

де M_p^{nac} – паспортне значення моменту, який передається на ротор;

$$M_p^{\text{nac}} = \frac{N_p^{\text{nac}}}{\omega} \quad (2.65)$$

$$M_p^{\text{nac}} = \frac{370 \cdot 10^3}{6,28} = 58917,2 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

M_n – момент, який витрачається на подолання опорів в наземній системі передач від двигуна до ведучої труби.

де $M_n = k_1 + k_2 \cdot \omega$ – дослідні коефіцієнти;

$k_1 = 1100 \text{ Н} \cdot \text{м}$ – при приводі ротора через лебідку;

$k_1 = 240 \text{ Н} \cdot \text{м}$ – при приводі ротора через редуктор.

$K_2 = 11 \text{ Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}$.

$$M_n = 240 + 11 \cdot 6,28 = 309,08 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

За формулою (2.64):

$$M_p = 58917,2 - 309,08 = 58608,12 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Таким чином: $M_{\text{кр}} < M_p$. Це свідчить про те, що режимні параметри G_d , ω забезпечені.

Для перевірки реалізації витрат промивальної рідини необхідно провести гідравлічний розрахунок. Для цього визначаємо гідравлічні витрати тиску в елементах циркуляційної системи.

$$P = P_T + P_{\text{КП}} + P_3 + P_{\text{ОБТ}} + P_{\text{КПОБТ}} + P_{\text{ОБВ}} + P_D, \quad (2.66)$$

де P – сумарні гідравлічні втрати тиску в циркуляційній системі, Па;

P_T – втрати тиску в бурильних трубах, Па;

$P_{\text{КП}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за бурильними трубами, Па;

P_3 – втрати тиску в замках і муфтах (для труб і кільцевого простору), Па;

$P_{\text{ОБТ}}$ – втрати тиску в ОБТ, Па;

$P_{\text{КПОБТ}}$ – втрати тиску в кільцевому просторі за ОБТ, Па;

$P_{\text{ОБВ}}$ – втрати тиску в наземній обв'язці (стояку, буровому шланзі, ведучій трубі, вертлюзі), Па;

P_D – втрати тиску в долоті, Па.

Для зручності проведення розрахунків складемо таблицю, яка відображатиме геометричні розміри бурильної колони, яка використовується в інтервалі буріння під експлуатаційну колону.

Таблиця 2.13 – Геометричні параметри бурильної колони

Склад БК	Зовнішній діаметр d_3 , м	Внутрішній діаметр d_B , м	Довжина секції l , м	Тип замка	Діаметр замка, мм	
					зовн.	внутр.
II секція	0,1016	0,0848	1345	ЗП-152-83	152	83
I секція	0,1016	0,0848	1836	ЗП-152-83	152	83
НК	0,1016	0,0848	288	ЗП-152-83	152	83
ОБТ	0,133	0,064	180			
КНБК	0,133	0,064	21			

На рисунку 2.4 приведена бурильна колона, на кінець буріння під експлуатаційну колону, склад якої відповідає таблиці 2.13.

Визначимо втрати тиску в I, II і НК секціях бурильних труб.

Визначаємо число Рейнольдса за формулою:

$$Re = \frac{\rho_{\text{ПР}} \cdot g \cdot d_{\Gamma}}{\eta_{\text{ПЛ}}}, \quad (2.67)$$

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою:

$$g = \frac{Q}{F}, \quad (2.68)$$

$$g = \frac{4 \cdot 0,01701}{3,14 \cdot 0,0848^2} = 3,01 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1140 \cdot 3,01 \cdot 0,0848}{0,01562} = 18629$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою:

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 He^{0,58} \quad (2.69)$$

де He – критерій Хедстрема, знаходимо за формулою:

$$He = \frac{\rho_{\text{ПР}} \tau_0 d_{\Gamma}^2}{\eta_{\text{ПЛ}}^2} \quad (2.70)$$

$$He = \frac{1140 \cdot 2.69 \cdot 0,0848^2}{0,01562^2} = 90383$$

За формулою (2.69):

$$Re_{\text{кр}} = 2100 + 7,3 \cdot 90383^{0,58} = 7568$$

$Re > Re_{\text{кр}}$ – режим руху турбулентний;

Втрати тиску в бурильних трубах визначаємо за формулою:

$$P = \lambda \frac{g^2}{2} \cdot \frac{\rho_{\text{ПР}}}{d_{\Gamma}} l, \quad (2.71)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору, визначаємо за формулою:

$$\lambda = 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta}{d_s} + \frac{100}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.72)$$

де Δ - шершавість труб.

$\Delta = 3 \cdot 10^{-4}$ м – для стінок трубного і обсаджених ділянок затрубного простору.

$$\lambda = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,0848} + \frac{100}{18629} \right)^{0,25} = 0,032$$

За формулою (2.71):

$$P = 0,032 \cdot \frac{3,01^2}{2} \cdot \frac{1140}{0,0848} \cdot 3469 = 6760304,7 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в ОБТ і КНБК:

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,01701}{3,14 \cdot 0,064^2} = 5,29 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1140 \cdot 5.29 \cdot 0,064}{0,01562} = 24709$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1140 \cdot 2.69 \cdot 0,064^2}{0,01562^2} = 51482$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 51482^{0,58} = 6045$$

$Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний;

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою (2.72):

$$\lambda = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,064} + \frac{100}{24709} \right)^{0,25} = 0,0323$$

Втрати тиску в ОБТ і КНБК визначаємо за формулою (2.71):

$$P = 0,0323 \cdot \frac{5.29^2}{2} \cdot \frac{1140}{0,064} \cdot 201 = 1618097.9 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в необсаджений частині в кільцевому перерізі ОБТ і КНБК:

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,01701}{3,14 \cdot (1,05 \cdot 0,1651^2 - 0,133^2)} = 1,98 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1140 \cdot 1,98 \cdot (\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,133)}{0,01562} = 5228$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1140 \cdot 2,69 \cdot (\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,133)^2}{0,01562^2} = 16449$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 16449^{0,58} = 4136$$

$Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний;

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою (2.72):

$$\lambda = 0,106 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-3}}{(\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,133)} + \frac{100}{5228} \right)^{0,25} = 0,0612$$

Втрати тиску в необсаджений частині в кільцевому перерізі ОБТ і КНБК визначаємо за формулою (2.71):

$$P = 0,0612 \cdot \frac{1,98^2}{2} \cdot \frac{1140}{(\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,133)} \cdot 201 = 759833,2 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в необсаджений частині в кільцевому перерізі БТ.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,01701}{3,14 \cdot (1,05 \cdot 0,1651^2 - 0,1016^2)} = 1,18 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1140 \cdot 1,18 \cdot (\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,1016)}{0,01562} = 5820$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1140 \cdot 2,69 \cdot (\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,1016)^2}{0,01562^2} = 57397$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 57397^{0,58} = 6302$$

$Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний.

За формулою (2.74):

$$Sen = \frac{2,69 \cdot (\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,1016)}{0,01562 \cdot 1.18} = 9.86$$

Визначаємо безрозмірний коефіцієнт, який визначаємо по кривій залежно від критерію Сен-Венана-Іллюшина:

$$\beta_{kn} = 0,39$$

За формулою (2.73):

$$P_{kn} = \frac{4 \cdot 2,69 \cdot 139}{0,39 \cdot (\sqrt{1,05} \cdot 0,1651 - 0,1016)} = 56749.6 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в обсадженій частині в кільцевому перерізі БТ.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,01701}{3,14 \cdot (0,1686^2 - 0,1016^2)} = 1.2 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1140 \cdot 1.2 \cdot (0,1686 - 0,1016)}{0,01562} = 5868$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1140 \cdot 2,69 \cdot (0,1686 - 0,1016)^2}{0,01562^2} = 56422$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 56422^{0,58} = 6261$$

$Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний.

За формулою (2.74):

$$Sen = \frac{2,69 \cdot (0,1686 - 0,1016)}{0,01562 \cdot 1.2} = 9.62$$

Визначаємо безрозмірний коефіцієнт, який визначаємо по кривій залежно від критерію Сен-Венана-Іллюшина:

$$\beta_{\kappa\eta} = 0,38$$

За формулою (2.73):

$$P_{\kappa\eta} = \frac{4 \cdot 2,69 \cdot 3330}{0,38 \cdot (0,1686 - 0,1016)} = 1407337 \text{ Па}$$

Знайдемо сумарні втрати тиску в кільцевому просторі:

$$\begin{aligned} \Sigma P_{\kappa\eta} &= P_{\kappa\eta\text{ОБТ}} + P_{\kappa\eta\text{КНБК}} + P_{\kappa\eta\text{ПЧ}} + P_{\kappa\eta\text{ОЧ}} = \\ &= 759833.2 + 56749.6 + 1407337 = 2223919.8 \text{ Па} \end{aligned}$$

Визначимо втрати тиску в замках.

Втрати тиску в замках визначаємо за формулою Борда-Карно:

$$P_z = \xi \rho_{\text{ПР}} \frac{g^2}{2} i, \quad (2.75)$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору,

g – середня швидкість руху рідини в трубах або незвуженій частині кільцевого простору, м/с;

i – кількість замків.

$$\xi = \kappa_{\text{мо}} \left(\frac{F}{F_{\text{мо}}} - 1 \right)^2, \quad (2.76)$$

де $\kappa_{\text{мо}} = 2$ – дослідний коефіцієнт, який враховує особливості конфігурації місцевого опору;

F – площа поперечного перерізу каналу труб або незвуженої частини кільцевого простору, м²;

$F_{\text{мо}}$ – найменша площа перерізу прохідного каналу в замку, м²;

$$i = \frac{l}{l_{\text{т}}}, \quad (2.77)$$

де l – довжина бурильних труб однакового діаметра;

l_t – довжина труби.

- **в бурильних трубах I, II і НК секцій:**

За формулою (2.77):

$$i = \frac{3469}{12} = 289$$

За формулою (2.76):

$$\xi = 2 \cdot \left(\frac{0,0848^2}{0,083^2} - 1 \right)^2 = 0,0038$$

За формулою (2.75):

$$P_3 = 0,0038 \cdot 1140 \cdot \frac{3,01^2}{2} \cdot 289 = 5671.4 \text{ Па}$$

- **в необсаджений частині:**

За формулою (2.77):

$$i = \frac{139}{12} = 12$$

За формулою (2.76):

$$\xi = 2 \cdot \left(\frac{1,05 \cdot 0,1651^2 - 0,1016^2}{1,05 \cdot 0,1651^2 - 0,152^2} - 1 \right)^2 = 10.73$$

За формулою (2.75):

$$P_3 = 10.73 \cdot 1140 \cdot \frac{1.18^2}{2} \cdot 12 = 102192.7 \text{ Па}$$

- **в обсаджений частині:**

За формулою (2.77):

$$i = \frac{3330}{12} = 278$$

За формулою (2.76):

$$\xi = 2 \cdot \left(\frac{0,1686^2 - 0,1016^2}{0,1686^2 - 0,152^2} - 1 \right)^2 = 11.54$$

За формулою (2.75):

$$P_3 = 11.54 \cdot 1140 \cdot \frac{1.2^2}{2} \cdot 278 = 2633224.9 \text{ Па}$$

Визначаємо сумарні втрати тиску в замках:

$$\begin{aligned}\Sigma P_3 &= P_{312} + P_{3HK} + P_{3HЧ} + P_{3ОЧ} = \\ &= 5671.4 + 102192.7 + 2633224.9 = 2741089 \text{ Па}\end{aligned}$$

Втрати тиску в наземній обв'язці знаходяться за формулою:

$$P_{\text{обв}} = (\lambda_{\text{с}} + \lambda_{\text{бш}} + \lambda_{\text{б}} + \lambda_{\text{вт}}) \rho Q^2 \quad (2.78)$$

де $\lambda_{\text{с}}, \lambda_{\text{бш}}, \lambda_{\text{б}}, \lambda_{\text{вт}}$ - відповідно коефіцієнти гідравлічних опорів в стояку, буровому шланзі, вертлюзі та ведучій трубі, значення яких вибираємо з таблиці 3.23 (дод.2).

$$P_{\text{обв}} = (1,1 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1140 \cdot 0,01701^2 = 127321,2 \text{ Па}$$

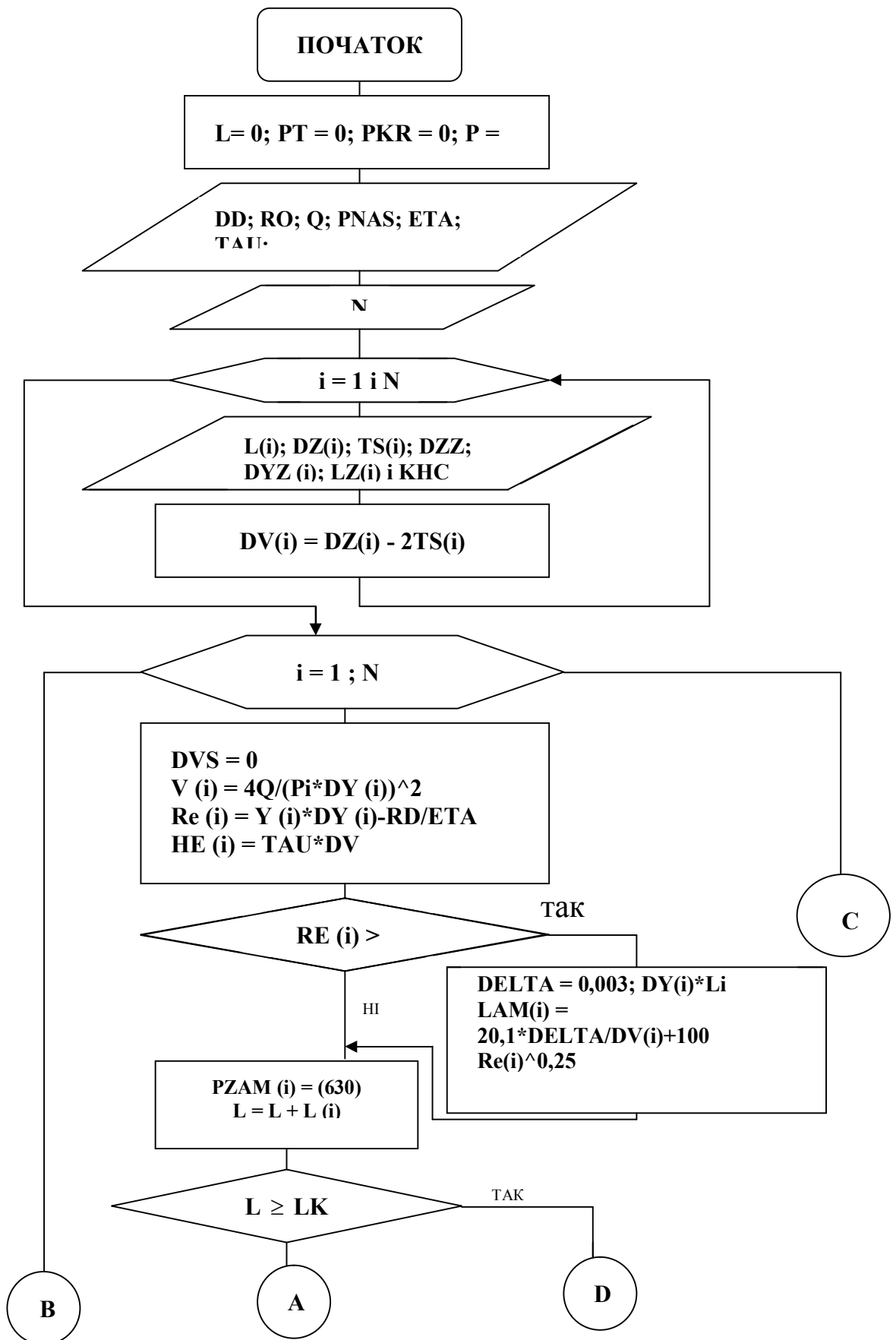
Знайдемо сумарні втрати тиску за формулою (2.66):

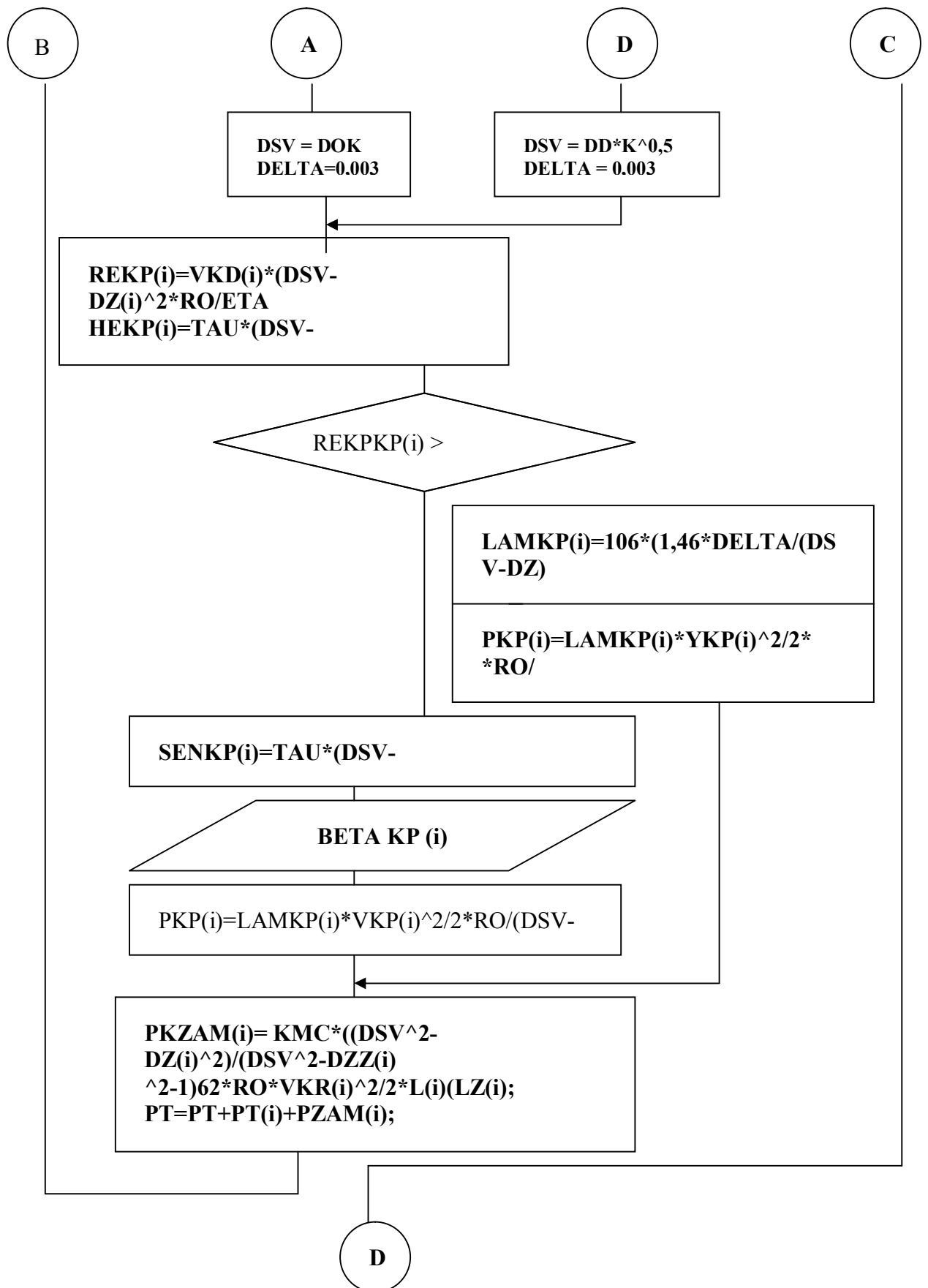
$$\begin{aligned}\Sigma P &= 6760304,7 + 1618097,9 + 2223919,8 + 48156,02 + 2741089 + \\ &+ 1273221,2 = 13470732,6 \text{ Па}\end{aligned}$$

Проведемо розрахунок втрат тиску на ЕОМ.

Таблиця 2.15 - Таблиця ідентифікаторів

Математичний вираз	Вираз в GWBASIC
D_d	DD
ρ	RO
P_{HAC}	PNAS
η	ETA
D_{OK}	DOK
τ	TAU
δ	TS
d_{TP}	DZ
d_{B3}	DVZ
d_{33}	DZZ
π	PI
λ	LAM
V_{KP}	VKP
μ	MY
P_3	PZAM
Δ	DELTA





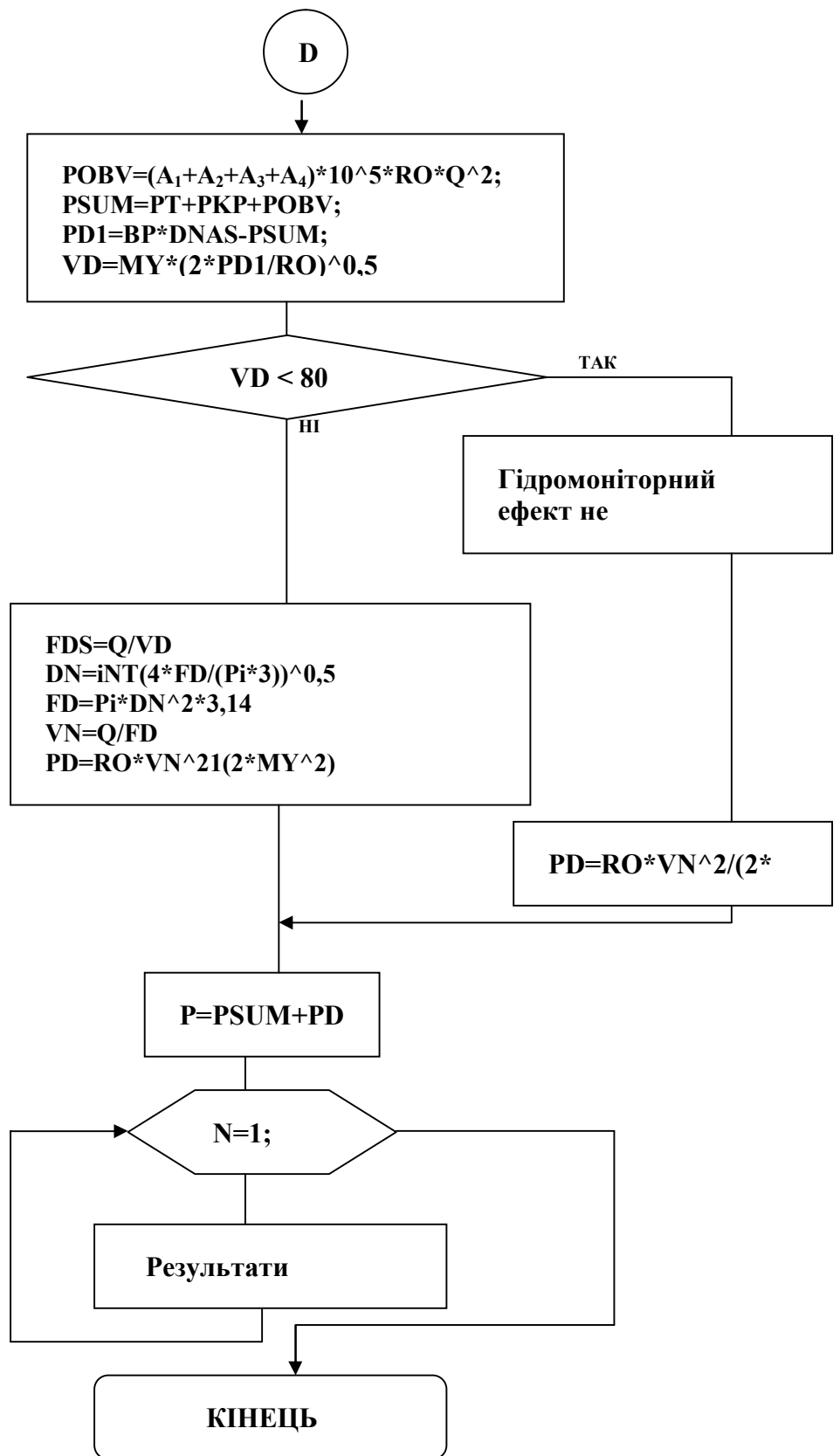


Рисунок 2.6 - Блок-схема розрахунку гідравлічних втрат тиску в циркуляційній системі.

```

10 CLS
20 PRINT "      Розрахунок гідравлічних втрат
30 PRINT "      Виконав ст.гр НБ-07-1 Білик М.В.
35 PRINT "      ----- "
40 DIM L(20), TS(20), DZ(20), DV(20), DZZ(20), DVZ(20), LZ(20),
V(20), PT(20), PKP(20), MKP(20), PKZAM(20)
45 DIM RE(20), HE(20), REKR(20), VKP(20), SEN(20), PZAM(20),
REKR(20), LAM(20), HEKP(20), REKPKR(20), SENKP(20)
48 CLS
50 L=0
60 PT=0: PKP=0
70 PRINT "Введіть вихідні дані, які не змінюються"
80 INPUT "Введіть діаметр долота (м).....", DD
90 INPUT "Введіть густину бурового розчину (кг/м^3).....", RO
100 INPUT "Введіть витрату бурового розчину (м^3/с).....", Q
105 INPUT "Тиск на виході насоса (Па).....", PNAS
110 INPUT "Введіть ефективну в'язкість(Па*с).....", ETA
120 INPUT "Введіть динамічне напруження зсуву (Па).....", TAU
130 INPUT "Введіть коефіцієнт кавернозності.....", K
140 INPUT "Введіть внутрішній діаметр обсадної колони (м)..", DOK
150 INPUT "Введіть глибину спуску обсадної колони (м).....", LK
160 PRINT "Введіть коефіцієнти місцевих опорів обв'язки, (м^(-4)*
10^(-5)
170 INPUT "      - вертлюга.....", A1
180 INPUT "      - стояка.....", A2
190 INPUT "      - квадрата.....", A3
200 INPUT "      - шланга.....", A4
210 PRINT
220 INPUT "Чи всі дані що не змінюються введені правильно (Y/N)-",
K$
230 IF K$="Y" OR K$="y" THEN 260
240 IF K$="N" OR K$="n" THEN 70
250 GOTO 220
260 CLS
280 PRINT "Введіть змінні вихіднідані"
290 INPUT "Введіть кількість секцій труб (БТ і ОБТ)-", N
300 FOR I=1 TO N
305 CLS
310 PRINT " Введіть довжину ";I; INPUT "секції (м).....", L(I)
320 PRINT " Введіть зовнішній діаметр труб ";I;
330 INPUT "секції (м).....", DZ(I)
340 PRINT " Введіть товщину стінки труб";I;INPUT
"секції (м)...", TS(I)
350 DV(I)=DZ(I)-2*TS(I)
360 PRINT "Введіть зовнішній діаметр замка труб";I;
370 INPUT "секції (м)....."; DZZ(I)
380 PRINT "Введіть внутрішній діаметр замка труб";I;
390 INPUT "секції (м).....", DVZ(I)
400 INPUT "Введіть відстань між замками (м).....", LZ(I)
405 INPUT "Коефіцієнт опору.....", KMC

```

```

410 INPUT "Чи всі змінні дані введені правильно (Y/N)-", K$
420 IF K$="Y" OR K$="y" THEN 450
430 IF K$="N" OR K$="n" THEN 310
440 GOTO 410
450 NEXT I
470 PI=3.1415
480 FOR I=1 TO N
490 DSV=0
500 V(I)=4*Q/(PI*DV(I)^2)
510 RE(I)=V(I)*DV(I)*RO/ETA
520 HE(I)=TAU*DV(I)^2*RO/ETA^2
530 REKR(I)=2100+7.3*HE(I)^.58
540 IF RE(I)>REKR(I) THEN 600
550 PRINT "При ламінарному русі використовуємо спрощену
методику (Труба)"
560 SEN(I)=TAU*DV(I)/ETA*V(I); PRINT "SEN=", SEN(I)
570 INPUT "Коефіцієнт BETA ", BETAT(I)
580 PT(I)=4*TAU*L(I)/(BETAT(I)*DV(I))
590 GOTO 630
600 DELTA=.0003
610 LAM(I)=.1*(1.46*DELTA/DV(I)+100/RE(I)^.25
620 PT(I)=LAM(I)*V(I)^2/2*RO/DV(I)*L(I)
630 PZAM(I)=KMC*(DV(I)^2/DVZ(I)^2-1)^2*RO*V(I)^2/2*L(I)/LZ(I)
640 L=L+L(I)
650 IF L>=LK THEN 660 ELSE 670
660 DSV=DD*K^5 : DELTA=.003: GOTO 680
670 DSV=DOK: DELTA=.0003
680 VKP(I)=4*Q/(PI**((DSV^2-DZ(I)^2)
690 REKP(I)=VKP(I)*(DSV-DZ(I)*RO/ETA
700 HEKP(I)=TAU*(DSV-DZ(I))^2*RO/ETA^2
710 REKRK(I)=2100+7.3*HEKP(I)^.58
720 IF REKP(I)>REKRK(I) THEN 780
730 PRINT "При ламінарному режимі використовуємо спрощену
методику (КП)"
740 SENKP(I)=TAU*(DSV-DZ(I))/(ETA*VKP(I)); PRINT "SEN=",SENKP(I)
750 INPUT "Коефіцієнт BETA ", BETAKP(I)
760 PKP(I)=4*TAU*L(I)/BETAKP(I)*(DSV-DZ(I))
770 GOTO 800
780 LAMKP(I)=.106*(1.46*DELTA/(DSV-DZ(I))+100/REKP(I)^.25
790 PKP(I)=LAMKP(I)*VKP(I)^2/2*RO/(DSV-DZ(I)*L(I)
800 PKZAM(I)=KMC*((DSV^2-DZ(I)^2)/(DSV^2-DZZ(I)^2)-1)^2*
RO*VKP(I)^2/2*L(I)
810 PT=PT+PT(I)+PZAM(I)
820 P=PKP(I)+PKZAM(I)
830 NEXT I
840 POBV=(A1+A2+A3+A4)*10^5*RO*Q^2
850 PSUM=PT+PKP+POBV
860 INPUT "Коефіцієнт bh", BP
870 PD1=BP*PNAS-PSUM
880 INPUT "Коефіцієнт витрати ту ", MY

```



```

890 VD=MY*(2*PD1/RO)^.5
900 IF VD<80 THEN 990
910 FD1=Q/VD
920 DN=INT((4*FD1/(P1*3))^*.5*1000)+1
930 FD=P1*(DN/1000)^2*3/4
940 VN=Q/FD
950 PD=RO*VN^2/(2*MY^2)
960 GOTO 1020
990 PRINT "Гідромоніторний ефект не забезпечується "
1000 INPUT "Коефіцієнт витрати ту", MY
1010 PD=RO*VD^2/(2*MY^2)
1020 P=PSUM+PD
1030 PRINT "Вихідні дані "
1040 PRINT
1050 PRINT "          Результати розрахунку "
1060 PRINT "
1070 PRINT " -----"
1080 PRINT " | N | D, | товщ. ст | V, | RE | REкп | Bмр. | Bмр. в | "
1090 PRINT " | n/n | мм | мм | м/с | | | P, МПа | переріу р | "
1100 PRINT " -----"
1110 FOR I=1 TO N
1120 PRINT USING " | ## | ###.# | ##.## | ##.## | ##### | ##### | ##.## |
| ## | "; I, DZ(I)*1000, TS(I)*1000, V(I), RE(I), REKR(I), PT(I)/1000000 |
; PKP(I)/11000|"
1130 NEXT I
1140 PRINT "-----"
1150 PRINT
1160 INPUT "Для продовження натисніть 'Ввод' ", W
1170 PRINT
1180 PRINT "Конструкція обсадної колони "
1190 PRINT
1200 PRINT " -----Н-----"
1210 PRINT " | Довжина колони , | Усереднений внутрішній | "
1220 PRINT " | м | діаметр, мм | "
1230 PRINT " -----"
1240 PRINT USING " | ##### | ###.# | "; LK, DOK*
1250 PRINT " -----"
1260 INPUT "Для продовження натисніть 'Ввод' ", W
1270 PRINT
1280 PRINT "Діаметр долота, мм....." ; DD*1000
1290 PRINT "Коефіцієнт кавернозності....." ; K
1300 PRINT "Густина бурового розчину (кг/м^3)....." ; RO
1310 PRINT "Витрата бурового розчину (л/с)....." ; Q*1000
1320 PRINT "Ефективна в'язкість (Па*с)....." ; ETA
1330 PRINT "Динамічне напруження зсуву (Па)....." ; TAU
1340 PRINT "Коефіцієнти місцевих опорів обв'язки (м^(-4));"
1350 PRINT " - вертлюга....." ; A1*10^5
1360 PRINT " - стояка....." ; A2*10^5
1370 PRINT " - квадрата....." ; A3*10^5
1380 PRINT " - шланга....." ; A4*10^5

```

```

1390 PRINT
1400 PRINT " Результати розрахунку "
1410 PRINT " ----- "
1420 PRINT "Втрати тиску в циркуляційній системі ";
P/1000000! " МПа "
1425 PRINT "                без долота "; PSUM/1000000 !" МПа"
1430 PRIN                в тому числі: "
1440 PRINT "                в кільцевому просторі "; PKP/1000000! " МПа "
1450 PRINT "                в трубах "; PT/1000000! "МПа "
1455 PRINT "Втрати тиску в долоті "; PD/1000000! "МПа "

1460 INPUT "Чи будете друкувати?(Y/N)-", K$
1470 IF K$="Y" OR K$="y" THEN 1500
1480 IF K$="N" OR K$="n" THEN 2010
1490 GOTO 1460
1500 INPUT "Чи будете друкувати вихідні дані ? (Y/N)-", K$
1510 IF K$="Y" OR K$="y" THEN 1540
1520 IF K$="N" OR K$="n" THEN 1910
1530 GOTO 1500
1540 INPUT "Введіть межі інтервалу (розділяючи їх комою)", Z1, Z2
1550 LPRINT " Інтервал "; Z1;"-";Z2"м"
1560 LPRINT
1570 LPRINT " Вихідні дані "
1580 LPRINT " ----- "
1590 LPRINT " Результати розрахунку "
1600 LPRINT
1610 LPRINT "----- "
1620 LPRINT " | N | D,| товщ. стінт | V, | RE | REkn | Bтр. | Bтр. |"
1630 LPRINT " |n/n |мм| ки, мм | м/с | | | P,МПа | перер,Па |"
1640 LPRINT " ----- "
1650 FOR I=1 TO N
1660 LPRINT USING " ! ## ! ###.# ! ##.## ! ##.# ! ##### ! ##### ! ##.##!";
I, DZ(I)*1000, TS(I)*1000, V(I), RE(I), REKP(I), PT(I)/1000000, PKP/1000000!
1670 NEXT I
1680 LPRINT " ----- "
1690 LPRINT
1700 LPRINT "Конструкція обсадної колони "
1710 LPRINT
1720 LPRINT " ----- "
1730 PRINT " ! Довжина колони, ! Усереднений внутрішній !"
1740 PRINT USING " ! м ! діаметр, мм !"
1750 PRINT " ----- "
1760 PRINT USING " ! ##### ! ###.# !",LK, DOK*
1770 PRINT " ----- "
1780 PRINT
1790 PRINT "Діаметр долота, мм..... " ; DD*1000
1800 PRINT "Коефіцієнт кавернозності..... " ; K
1810 PRINT "Густина бурового розчину(кг/м^3)..... " ; RO
1820 PRINT "Витрата бурового розчину (л/с)..... " ; Q*1000
1830 PRINT "Ефективна в'язкість (Па*с)..... " ; ETA

```

```

1840 PRINT "Динамічне напруження зсуву (Па)..... " ; TAU
1850 PRINT "Коефіцієнти місцевих опорів обв'язки (м(-4)) ;"
1860 PRINT " -вертлюга....."; A1*10^5
1870 PRINT " -стояка....."; A2*10^5
1880 PRINT " - квадрата....."; A3*10^5
1890 PRINT " - шланга..... "; A4*10^5
1900 LPRINT
1910 INPUT "Чи будете друкувати результати розрахунку?
(Y/N)-", K$
1920 IF K$="Y" OR K$="y" THEN 1950
1930 IF K$="N" OR K$="n" THEN 2010
1940 GOTO 1910
1950 LPRINT " Результати розрахунку "

```

```

1960 LPRINT " ----- "
1970 LPRINT "Втрати тиску в циркуляційній системі ";
P/1000000! " МПа
1975 LPRINT "                без долота"; PSUM/1000000! " МПа"
1980 LPRINT "                в тому числі";
1990 LPRINT " в кільцевому просторі"; PKP/1000000! " МПа"
2000 LPRINT "                в трубах"; PT/1000000! " МПа"
2005 LPRINT "Втрати тиску в долоті "; PD/1000000! " МПа"
2010 INPUT "Чи будете користуватись програмою?(Y/N)-", K$
2020 IF K$="Y" OR K$="y" THEN 48
2030 IF K$="N" OR K$="n" THEN 2050

```

N п/п	Li м	L _{кп} М	V м/с	P МПа
1	3469	0	3.01	6.76
2	201	0	5.29	1.62
3	0	201	1.98	0.76
4	0	139	1.18	0.0567
5	0	3330	1.2	1.407

Діаметр долота, м.....0,1651

Діаметр обсадної колони, м..... 0.1686

Довжина обсадної колони, м.....3330

Коефіцієнт ковернозності.....1,05

Густина бурового розчину (кг/м³).....1140

Витрата бурового розчину (м³/с).....0,01701

Коефіцієнти місцевих опорів обв'язки (м⁽⁻⁴⁾):

- вертпюга44000

- стояка11000

- квадрата180000

- шланга52000

Втрати тиску в циркуляційній системі (без долота) , Па13.47*10⁶

Втрати тиску в долоті, Па6.529*10⁶

Втрати тиску в циркуляційній системі, Па19.999*10⁶

Резерв тиску, який можна реалізувати в долоті, визначаємо як різницю між тиском, що розвиває насос при діаметрі втулок 130 мм, і сумою втрат в циркуляційній системі.

$$P_d = \epsilon_p P_n - \sum P_i, \quad (2.79)$$

де P_d – резерв тиску, який можна реалізувати в долоті;

$\epsilon_p = 0,75-0,8$ – коефіцієнт, який враховує, що тривалий робочий тиск нагнітання насосів повинен бути, згідно з правилами ведення бурових робіт, менший за паспортний на 20 - 25%.

P_n – тиск, який розвиває насос, Па;

$\sum P_i$ – втрати тиску в бурильних трубах, кільцевому просторі, замках, ОБТ, кільцевому просторі за ОБТ, обв'язці.

Отже:

$$P_d = 0,8 \cdot 25000000 - 13470732,6 = 6529267,4 \text{ Па}$$

За значенням тиску на долоті визначаємо можливість використання гідромоніторного ефекту при бурінні даного інтервалу свердловини. Для цього визначаємо швидкість руху рідини в промивальних отворах долота за формулою:

$$g_d = \mu_d \sqrt{\frac{2 P_d}{\rho_{\text{пр}}}}, \quad (2.80)$$

де μ_d – коефіцієнт витрати, для гідромоніторних доліт;

$$\mu_d = 0,90 \div 0,95$$

$$g_d = 0,95 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot 6529267,4}{1140}} = 101,68 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Оскільки $g_d \geq 80$ м/с, то це означає, що інтервал можна бурити з використанням гідромоніторних доліт: $P_d < P_{\text{кр}} = 12-13$ МПа.

Визначають сумарну площу насадок гідромоніторного долота:

$$f_d = \frac{Q}{g_d} \quad (2.81)$$

$$f_d = \frac{0,01701}{101.68} = 1.673 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

За величиною f_d підбирають діаметри насадок гідромоніторного долота:

$$d_n = \sqrt{\frac{4f_d}{\pi \cdot n}}, \quad (2.82)$$

де d_n – діаметр насадки, м;

n – кількість насадок.

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 1.673 \cdot 10^{-4}}{3,14 \cdot 3}} = 8.43 \cdot 10^{-3} \text{ м}$$

Приймаємо діаметр насадок 9 мм.

Визначимо P_d для долота III 165.1 СЗ-ГАУР496.

З формули (2.82) знайдемо величину f_d

$$f_d = \frac{3,14 \cdot 3 \cdot 0,009^2}{4} = 1,9075 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

З формули (2.82):

$$g_d = \frac{0,01701}{1,9075 \cdot 10^{-4}} = 89.17 \text{ м/с}$$

З формули (2.80):

$$P_d = \frac{1140 \cdot 89.17^2}{2 \cdot 0,95^2} = 5021866.6 \text{ Па}$$

2.8.2 Турбінний спосіб буріння

Особливість даного способу полягає в тому, що потік промивальної рідини є енергоносієм для турбіни турбобура, а швидкість обертання вала (відповідно і долота) залежить від осьового навантаження. Таким чином, при турбінному способі буріння всі режимні параметри взаємопов'язані.

Вихідні дані:

Інтервал буріння 2000–3330 м;

Типорозмір долота III 215,9 МС–ГАУ R-442;

Зовнішній діаметр бурильної колони $d_{БКЗ}=127$ мм;

Густина промивальної рідини $\rho_{пр} = 1400 \text{ кг/м}^3$;

Глибина спуску першої проміжної колони $H_K=2000$ м;

Товщина стінки першої проміжної колони $\delta= 12$ мм;

Твердість гірської породи по штампу $p_{ш} = 900$ МПа;

Внутрішній діаметр першої проміжної колони $d_{ПРВ} = 221$ мм;

Коефіцієнт кавернозності $K_K = 1,15$;

Розрахунок параметрів режиму буріння при турбінному способі проводимо в такій послідовності:

1. Визначаємо осьове навантаження на долото, швидкість обертання долота, та витрату промивальної рідини аналогічно, як при роторному способі буріння.

Виконаємо проектування параметрів режиму буріння за допомогою аналітичного методу.

Визначимо бажане осьове навантаження на долото виходячи із умови об'ємного руйнування гірської породи за питомим навантаженням за формулою (2.49):

$$G_{\text{д}} = (2 \div 5) \cdot 10^5 \cdot 0,2159 = 43,18 \div 107,95 \text{ кН};$$

Визначимо бажане осьове навантаження на долото за твердістю і площею контакту за формулою (2.50):

$$G_{\text{д}} = 0,7 \cdot 900 \cdot 10^6 \cdot 220 \cdot 10^{-6} = 138,6 \text{ кН};$$

Паспортне значення допустимого навантаження на долото ІІІ 215,9 МС–ГАУ R-442 становить:

$$[G_{\text{д}}] = 180 \text{ кН};$$

Отримане значення порівнявши з паспортним, приймаємо осьове навантаження $G_{\text{д}} = 150 \text{ кН}$.

Визначимо швидкість обертання долота з умови забезпечення необхідного часу контакту зуба долота з породою за формулою (2.51):

$$d_{\text{ш}} = 0,2159 / 1,6 = 0,135;$$

Отже:

$$\omega_{\text{д}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,135}{5 \cdot 10^{-3} \cdot 0,2159 \cdot 20} = 39,28 \text{ с}^{-1}$$

Визначимо значення розрахункової частоти обертання за формулою (2.53):

$$\omega_{\text{д}} = \frac{30 \cdot 39,28}{3,14} = 375,9 \frac{\text{об}}{\text{хв}}$$

Проектуємо витрату промивної рідини.

Витрату промивної рідини вибираємо з двох умов:

а) з умови очищення вибою свердловини від вибуреної породи за формулою (2.54):

$$Q_1 = 0,55 \cdot (3,14 \cdot 0,2159^2 \cdot 1,15) / 4 = 0,023 \text{ м}^3/\text{с}$$

б) з умови транспортування шламу в кільцевому просторі за формулою (2.55):

$$Q_2 = 0,7 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,2159^2 \cdot 1,15 - 0,127^2) = 0,0206 \text{ м}^3/\text{с}.$$

$$Q'_2 = 0,7 \cdot \frac{3,14}{4} \cdot (0,221^2 - 0,127^2) = 0,018 \text{ м}^3/\text{с}.$$

За розрахованими значеннями вибираємо 2 насоси У8 – 6МА2 з теоретичною подачею 18,9 л/с, діаметром втулок 130 мм і максимальним тиском 25 МПа характеристика якого приведена в таблиці 2.12.

Визначимо фактичне значення $Q_{\text{ф}}$ за формулою (2.58):

$$Q_{\text{ф}} = 2 \cdot 18,9 \cdot 0,8 = 30,24 \text{ л/с}$$

2. Вибираємо тип турбобура. При виборі типорозміру враховуємо рекомендації, наведені в таблиці 3.6, а також розраховані швидкість обертання та витрату рідини. Узгоджуємо витрату промивальної рідини з необхідною і технічною характеристикою бурового насоса даної установки. Згідно цього вибираємо турбобур типу ТР-195СТ характеристика якого приведена в таблиці 2.3.

Зробимо перерахунок параметрів турбобура за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \omega &= \omega_{\text{табл}} \frac{Q}{Q_{\text{табл}}} \\ M &= M_{\text{табл}} \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{табл}}} \left(\frac{Q}{Q_{\text{табл}}} \right)^2 \\ P &= P_{\text{табл}} \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{табл}}} \left(\frac{Q}{Q_{\text{табл}}} \right)^2 \\ N &= N_{\text{табл}} \frac{\rho_{\text{пр}}}{\rho_{\text{табл}}} \left(\frac{Q}{Q_{\text{табл}}} \right)^3 \end{aligned} \right\} \quad (2.83)$$

$\omega_{\text{табл}}$, $M_{\text{табл}}$, $P_{\text{табл}}$, $N_{\text{табл}}$, $\rho_{\text{табл}}$, $Q_{\text{табл}}$ – відповідно швидкість обертання, крутний момент, перепад тиску, потужність, густина та витрата промивальної рідини за характеристикою турбобура;

ω, M, P, N – перераховані швидкість обертання, крутний момент, перепад тиску та потужність при заданих густинах ρ_{np} та витраті Q .

За формулами (2.83):

$$\omega = 8.8 \cdot \frac{30.24}{24} = 11 \text{ c}^{-1}$$

$$M = 1800 \cdot \frac{1400}{1000} \cdot \left(\frac{30.24}{24} \right)^2 = 4000.7 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$P = 3300000 \cdot \frac{1400}{1000} \cdot \left(\frac{30.24}{24} \right)^2 = 7.334712 \text{ Па}$$

$$N = 33 \cdot \frac{1400}{1000} \cdot \left(\frac{30.24}{24} \right)^3 = 92.4 \text{ кВт}$$

Стенову та приведену характеристику вибраного типорозміру турбобура подамо у вигляді таблиці.

Таблиця 2.16 – Стенова та приведена характеристика турбобура.

Параметри турбобура	Характеристика	
	Стенова	Приведена
Витрата промивальної рідини, м ³ /с	0,024	0,03024
Швидкість обертання, с ⁻¹	8,8	11
Перепад тиску, МПа	3,3	7,33
Момент на валу, Н·м	1800	4000,7
Потужність, кВт	33	92,4

3. Перевіряємо можливість реалізації вибраного осьового навантаження на долото та швидкості обертання долота.

Для цього визначаємо момент, необхідний для реалізації вибраних параметрів режиму буріння.

Момент, який витрачається при турбінному способі, знаходять за формулою:

$$M = M_d + M_n, \quad (2.84)$$

де M – момент, що витрачається в турбобурі, $\text{Н} \cdot \text{м}$;

M_n – момент на тертя в осьовій опорі, $\text{Н} \cdot \text{м}$.

Момент на долоті так само, як для роторного буріння, тобто з використанням формул (2.61), (2.62), (2.63):

$$M_{nut} = 0,7 \cdot \left(\frac{2,9}{11} + 0,4 \right) \cdot 0,2159^2 = 0,0216 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_o \approx (3000 - 4500) \cdot 0,2159 = 64,77 - 971,55 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$\text{Приймаємо } M_o = 650 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$M_d = 0,0216 \cdot 150 \cdot 10^3 + 650 = 3890 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Момент на подолання тертя в п'яті турбобура визначається за формулою:

$$M_n = |G_n| \cdot \mu_n \cdot r_n, \quad (2.85)$$

де G_n – навантаження, яке діє на осьову опору, Н ;

μ_n – коефіцієнт тертя в осьовій опорі;

$\mu_n = 0,015 - 0,016$ – для опор кочення;

r_n – приведений радіус тертя, м .

$$|G_n| = |G_r + G_{обер} - G_d|, \quad (2.86)$$

де G_r – гідравлічне навантаження на осьову опору, Н ;

$G_{обер}$ – вага обертових деталей турбобура включаючи долото, маховик, Н .

При відсутності маховика і даних про вагу обертових деталей турбобура, нехтуючи вагою долота наближено вагу обертових деталей турбобура знаходять за формулою :

$$G_{\text{обер}} = 0,45G_{\text{тур}}, \quad (2.87)$$

де $G_{\text{тур}}$ – вага турбобура, Н.

$$G_{\Gamma} = \frac{\pi}{4} d_{\text{сер}}^2 \cdot P_1, \quad (2.88)$$

де $d_{\text{сер}}$ – середній діаметр каналів турбіни, м;

Якщо геометричні розміри турбіни відсутні, то наближено середній діаметр каналів турбіни можна визначити за формулою :

$$d_{\text{сер}} = 0,7D_{\text{тур}} \quad (2.89)$$

P_1 – перепад тиску в турбобурі та долоті, Па.

$$P_1 = P_{\text{тур}} + P_{\text{д}}, \quad (2.90)$$

де $P_{\text{тур}}$ – перепад тиску в турбобурі.

Знайдемо втрати тиску на долоті за формулою (2.40), прийнявши швидкість потоку 100 м/с:

$$P_{\text{д}} = \frac{1400 \cdot 100^2}{2 \cdot 0,95^2} = 7756232,7 \text{ Па}$$

$$P_1 = 7334712 + 7756232,7 = 15090944,7 \text{ Па}$$

За формулою (2.89):

$$d_{\text{сер}} = 0,7 \cdot 0,195 = 0,1365 \text{ м}$$

За формулою (2.88):

$$G_r = \frac{3,14}{4} \cdot 0,1365^2 \cdot 15090944,7 = 220836,9H$$

За формулою (2.87):

$$G_{\text{обер}} = 0,45 \cdot 2400 \cdot 9,81 = 10594,8H$$

За формулою (2.86):

$$|G_n| = |220836,9 + 10594,8 - 150000| = 81431,7H$$

При відсутності даних наближено радіус тертя можна знайти за формулою:

$$r_n \approx 0,3D_{\text{тур}}, \quad (2.91)$$

де $D_{\text{тур}}$ – зовнішній діаметр турбобура, м.

$$r_n \approx 0,3 \cdot 0,195 = 0,0585$$

За формулою (2.85):

$$M_n = |81431,7| \cdot 0,015 \cdot 0,0585 = 71,5H \cdot m$$

За формулою (2.84):

$$M = 3890 + 71,5 = 3961,5H \cdot m$$

Оскільки $M < M_{\text{тур}}$, то турбобур недовантажений. Недовантаження турбобура призводить до збільшення його швидкості обертання (порівняно з приведеною). Тому необхідно перевірити чи не вийде вона за межі допустимої (розрахованої із умови необхідного часу контакту зуба долота з породою). Для цього визначимо швидкість обертання за формулою:

$$\omega = \omega_x \left(1 - \frac{M}{M_r} \right), \quad (2.92)$$

де M_r – гальмівний момент турбобура, Н·м.

Оскільки у нас відсутні стендові дані гальмівний момент наближено знаходимо за формулою :

$$M_r = 2M_{\text{тур}}^{\text{пр}}, \quad (2.93)$$

де $M_{\text{тур}}^{\text{пр}}$ – приведений момент турбобура, Н·м.

$$M_r = 2 \cdot 4000,7 = 8001,4 \cdot \text{м}$$

Швидкість обертання на холостому ході, у відсутності стендових даних знаходимо за формулою:

$$\omega_x = 2 \cdot \omega_{\text{тб}} \quad (2.94)$$

де $\omega_{\text{тб}}$ - приведена швидкість обертання;

$$\omega_x = 2 \cdot 11 = 22 \text{с}^{-1}$$

За формулою (2.72):

$$\omega = 22 \cdot \left(1 - \frac{3961,5}{8001,4} \right) = 11,1 \text{с}^{-1}$$

Навантаження на долото з умови нормальної роботи турбобура знаходять за формулою:

$$G_d = \frac{M_{\text{тур}} - M_0 \mp (G_r + G_{\text{оберт}}) \cdot \mu_n \cdot r_n}{M_{\text{нут}} \mp \mu_n \cdot r_n} \quad (2.95)$$

$$G_d = \frac{4000,7 - 650 - (220836,9 + 10594,8) \cdot 0,015 \cdot 0,0585}{0,0216 - 0,015 \cdot 0,0585} = 152 \text{кН}$$

$$180 > 152$$

Бачимо, що очікувана швидкість обертання не перевищує максимально допустимої, тому вибране навантаження на долото можна збільшити.

Отже, приймаємо 160кН.

4. Перевіряємо можливість реалізації витрати промивальної рідини. Для цього визначаємо гідравлічні втрати тиску в елементах циркуляційної системи аналогічно як при роторному способі буріння. При цьому у формулу (2.26) необхідно додати втрати тиску в турбобурі.

Для зручності проведення розрахунків складемо таблицю, яка відображатиме геометричні розміри бурильної колони, яка використовується в інтервалі буріння під проміжну колону.

Таблиця 2.17 – Геометричні параметри бурильної колони

Склад БК	Зовнішній діаметр d_3 , м	Внутрішній діаметр d_B , м	Довжина секції l , м	Тип замка	Діаметр замка, мм	
					зовн.	внутр.
І секція	0,127	0,1086	2818	ЗП-162-95	162	95
НК	0,127	0,1016	288	ЗП-162-95	162	95
ОБТ	0,146	0,068	204			
КНБК	0,146	0,068	20			

Визначимо втрати тиску в І секції бурильних труб.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,03024}{3,14 \cdot 0,1086^2} = 3,26 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.66):

$$Re = \frac{1400 \cdot 3,26 \cdot 0,1086}{0,0242} = 20481$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1400 \cdot 4,9 \cdot 0,1086^2}{0,0242^2} = 138150$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 138150^{0,58} = 9094$$

$Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний;

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою (2.72):

$$\lambda = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,1086} + \frac{100}{20481} \right)^{0,25} = 0,0307$$

Втрати тиску в бурильних трубах визначаємо за формулою (2.71):

$$P = 0,0307 \cdot \frac{3,26^2}{2} \cdot \frac{1400}{0,1086} \cdot 2818 = 3532961,5 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в НК бурильних труб.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,03024}{3,14 \cdot 0,1016^2} = 3,73 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1400 \cdot 3,73 \cdot 0,1016}{0,0242} = 21923$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1400 \cdot 4,9 \cdot 0,1016^2}{0,0242^2} = 120915$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 120915^{0,58} = 8573$$

$Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний;

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою (2.72):

$$\lambda = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,1016} + \frac{100}{21923} \right)^{0,25} = 0,0306$$

Втрати тиску в бурильних трубах визначаємо за формулою (2.73):

$$P = 0,0306 \cdot \frac{3,73^2}{2} \cdot \frac{1400}{0,1016} \cdot 288 = 638614 \text{ Па}$$

Знайдемо сумарні втрати тиску в бурильних трубах:

$$\Sigma P_{BT} = P_1 + P_2 + = 3532961,5 + 638614 = 4171575,5 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в ОБТ і КНБК.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,03024}{3,14 \cdot 0,068^2} = 8,33 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1400 \cdot 8,33 \cdot 0,068}{0,0242} = 32769$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1400 \cdot 4,9 \cdot 0,068^2}{0,0242^2} = 54164$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 54164^{0,58} = 6163$$

$Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний;

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою (2.72):

$$\lambda = 0,1 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,068} + \frac{100}{32769} \right)^{0,25} = 0,0312$$

Втрати тиску в ОБТ визначаємо за формулою (2.71):

$$P = 0,0312 \cdot \frac{8,33^2}{2} \cdot \frac{1400}{0,068} \cdot 224 = 3406287,5 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в необсаджений частині в кільцевому перерізі КНБК і ОБТ.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,03024}{3,14 \cdot (1,15 \cdot 0,2159^2 - 0,146^2)} = 1,19 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1420 \cdot 1,19 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,146)}{0,0242} = 5888$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1400 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,146)^2}{0,0242^2} = 85684$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 85684^{0,58} = 7402$$

$Re \leq Re_{кр}$ – режим руху ламінарний;

Знаходимо параметр Сен-Венана "Sen" кільцевого простору за формулою (2.74):

$$Sen = \frac{4,9 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,146)}{0,0242 \cdot 1,19} = 14,55$$

Визначаємо безрозмірний коефіцієнт, який визначаємо по кривій залежно від критерію Сен-Венана-Іллюшина:

$$\beta_{кп} = 0,44$$

За формулою (2.73):

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 4,9 \cdot 224}{0,44 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,146)} = 115349 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в необсаджений частині в кільцевому перерізі БТ.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,03024}{3,14 \cdot (1,15 \cdot 0,2159^2 - 0,127^2)} = 1,03 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1400 \cdot 1,03 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,127)}{0,0242} = 6228$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1400 \cdot 4,9 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,127)^2}{0,0242^2} = 127982$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 127982^{0,58} = 8791$$

$Re < Re_{кр}$ – режим руху ламінарний.

За формулою (2.74):

$$Sen = \frac{4,9 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,127)}{0,0242 \cdot 1,03} = 20,5$$

Визначаємо безрозмірний коефіцієнт, який визначаємо по кривій залежно від критерію Сен-Венана-Іллюшина:

$$\beta_{кп} = 0,51$$

За формулою (2.73):

$$P_{кп} = \frac{4 \cdot 4,9 \cdot 1106}{0,51 \cdot (\sqrt{1,15} \cdot 0,2159 - 0,127)} = 4070103,1 Pa$$

Визначимо втрати тиску в обсадженій частині в кільцевому перерізі БТ.

Значення швидкості руху рідини знаходимо за формулою (2.68):

$$g = \frac{4 \cdot 0,03024}{3,14 \cdot (0,221^2 - 0,127^2)} = 3,7 \frac{м}{с}$$

За формулою (2.67):

$$Re = \frac{1400 \cdot 3,7 \cdot (0,221 - 0,127)}{0,0242} = 20120$$

Критерій Хедстрема знаходимо за формулою (2.70):

$$He = \frac{1400 \cdot 4,9 \cdot (0,221 - 0,127)^2}{0,0242^2} = 103502$$

Критичне значення числа Рейнольдса визначаємо за формулою (2.69):

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot 103502^{0,58} = 8016$$

$Re > Re_{кр}$ – режим руху турбулентний;

Коефіцієнт гідравлічного опору визначаємо за формулою (2.72):

$$\lambda = 0,106 \cdot \left(1,46 \cdot \frac{3 \cdot 10^{-4}}{(0,221 - 0,127)} + \frac{100}{20120} \right)^{0,25} = 0,033$$

Втрати тиску в обсаджений частині в кільцевому перерізі БТ за формулою (2.71):

$$P = 0,033 \cdot \frac{3,7^2}{2} \cdot \frac{1400}{0,094} \cdot 2000 = 3856683,3 \text{ Па}$$

Знайдемо сумарні втрати тиску в кільцевому просторі:

$$\Sigma P_{кп} = P_{кпобт} + P_{кпкнбк} + P_{кпнч} + P_{кпоч} = 115349 + 407010,1 + 3856683,3 = 4379042,4 \text{ Па}$$

Визначимо втрати тиску в замках.

- в бурильних трубах І секції:

За формулою (2.77):

$$i = \frac{2818}{12} = 235$$

За формулою (2.76):

$$\xi = 2 \cdot \left(\frac{0,1086^2}{0,095^2} - 1 \right)^2 = 0,188$$

За формулою (2.75):

$$P_3 = 0,188 \cdot 1400 \cdot \frac{3,26^2}{2} \cdot 235 = 228669,2 \text{ Па}$$

- в бурильних трубах НК:

За формулою (2.77):

$$i = \frac{288}{12} = 24$$

За формулою (2.76):

$$\xi = 2 \cdot \left(\frac{0,1016^2}{0,095^2} - 1 \right)^2 = 0,0413$$

За формулою (2.75):

$$P_3 = 0,0413 \cdot 1400 \cdot \frac{3,73^2}{2} \cdot 24 = 8653,3 \text{ Па}$$

- **в необсаджений частині:**

За формулою (2.77):

$$i = \frac{1106}{12} = 93$$

За формулою (2.76):

$$\xi = 2 \cdot \left(\frac{1,15 \cdot 0,2159^2 - 0,127^2}{1,15 \cdot 0,2159^2 - 0,162^2} - 1 \right)^2 = 0,273$$

За формулою (2.75):

$$P_3 = 0,273 \cdot 1400 \cdot \frac{1,03^2}{2} \cdot 93 = 17654,6 \text{ Па}$$

- **в обсаджений частині:**

За формулою (2.77):

$$i = \frac{2000}{12} = 167$$

За формулою (2.76):

$$\xi = 2 \cdot \left(\frac{0,221^2 - 0,127^2}{0,221^2 - 0,162^2} - 1 \right)^2 = 0,4$$

За формулою (2.75):

$$P_3 = 0,4 \cdot 1400 \cdot \frac{3,7^2}{2} \cdot 167 = 540144,4 \text{ Па}$$

Визначаємо сумарні втрати тиску в замках:

$$\begin{aligned} \Sigma P_3 &= P_{31} + P_{3HK} + P_{3HЧ} + P_{3ОЧ} = \\ &= 228669,2 + 8653,3 + 17654,6 + 540144,4 = 795121,5 \text{ Па} \end{aligned}$$

Втрати тиску в наземній обв'язці знаходяться за формулою (2.78) і враховуємо втрати тиску в турбобурі:

$$P_{обв} = (1,1 + 0,52 + 0,44 + 1,8) \cdot 10^5 \cdot 1400 \cdot 0,03024^2 = 494173 \text{ Па}$$

Знайдемо сумарні втрати тиску за формулою (2.67):

$$\Sigma P = 4171575,5 + 3406287,5 + 449371,6 + 4379042,4 + \\ + 540144,4 + 795121,5 + 494173 + 7334712 = 21121056,3 \text{ Па}$$

Таблиця 2.19 – Зведена таблиця параметрів режиму буріння

Інтервал	Спосіб буріння	Розмір долота, мм	Параметри режиму буріння			
			Густина промивальної рідини, кг/м ³	Навантаження на долото, кН	Витрата промивальної рідини, л/с	Швидкість обертання, с ⁻¹
0-140	Роторний	ІІІ 393,7	1120	до 50	40-45	6,28-9,42
140-2000	Роторний	ІІІ 295,3 МС–ЦГАУ	1140	180-200	32-38	10,47
2000-3330	Турбінний	ІІІ 215,9 МС–ГАУ	1400	160	30,24	11,1
3330-3670	Роторний	165,1 СЗ-ГАУ	1140	120	17,01	6,28

2.9 Ускладнення при бурінні

Ускладнення при бурінні – це технологічна ситуація, що порушує нормальний хід процесу буріння свердловини.

Одним із видів ускладнень є поглинання бурового розчину – порушення рівноваги гідростатичного тиску в свердловині і поглинаючому горизонті, які призводять до фільтрації промивального розчину в пласт.

Стратегія проводки свердловини, яка забезпечує попередження поглинання, не завжди економічна доцільна, наприклад якщо це призводить до ускладнення конструкції свердловини. Застосування спрощеної конструкції у відповідності з ізоляційними роботами може виявитись економічно ефективним.

Порушення цілісності стінок свердловини може викликати в результаті прояву комплексу відповідних факторів, що може ускладнюватись фізико-хімічною взаємодією породи на стінки свердловини з промивальною рідиною.

В результаті обсіпання та обвалювання порід, розширюється ствол свердловини, ускладнюється транспортування частинок розбурених порід, на денну поверхню, зростає аварійність бурильних труб, через збільшення стріли прогину, може виникнути прихоплювання бурильної колони.

Інтенсивні флюїдопроявлення, які переходять у фонтани, являються найбільш небезпечними ускладненнями і аваріями, які виникають в процесі буріння свердловин на родовищах та розвідувальних площах України.

Основними причинами таких ускладнень, як показує багаторічний досвід буріння свердловин, можуть бути:

- неправильний прогноз пластових тисків і на цій основі неправильний вибір густини бурового розчину для розкриття напірних горизонтів;
- невідповідна геологічним умовам конструкція свердловини;
- відсутність проти викидного обладнання на усті свердловини при розкритті газових і нафтогазових горизонтів;

- зростання вмісту газу в буровому розчині в процесі буріння через незадовільну його дегазацію;
- неприйняття своєчасних заходів при газопроявленнях для попередження викидів і відкритого фонтанування та інші причини.

Протифонтанну безпеку при будівництві проектної свердловини № 70 на Кобзівській площі передбачається забезпечити за рахунок здійснення комплексу заходів, які вирішують вказані причини виникнення інтенсивних газонафтопроявлень, що переходять у викиди і фонтани.

До таких заходів відносяться:

1. Вибір відповідної конструкції свердловини, яка запобігає гідророзриву гірських порід тиском газу (нафти) у випадку нафтогазопроявлення при герметизованому усті.
2. Густина бурового розчину розрахована виходячи із очікуємих пластових тисків, при бурінні повинна бути:

Інтервал, м	Густина, кг/м ³
0-140	1120
140-2000	1140
2000-3330	1400
3330-3670	1140

3. Підбір обсадних труб по міцності, виходячи з максимального тиску на усті свердловини в процесі буріння та випробування.
4. Герметизація устя свердловини виходячи із максимального розрахункового тиску на усті.

Підбираємо противикидне обладнання. Після спуску 245 мм колони устя обладнаємо противикидним обладнанням типу ОП5–230х80х35, а після спуску 194 м колони – ОП–230х80х35. Схема встановлення та обв’язки на усті свердловини противикидного обладнання типу ОП5 показана на рисунку 2.9.

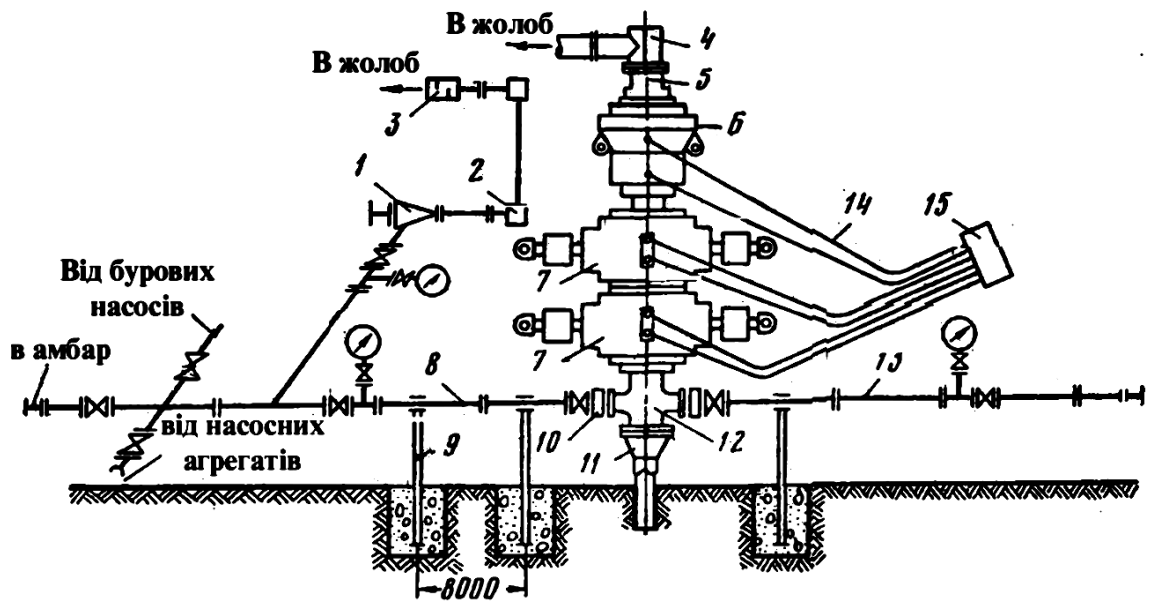


Рисунок 2.9 – Схема противикидного обладнання ОП5.

1–регулюючий штуцер; 2–кутник; 3–відбійна камера; 4–воронка, 5–надпривенторна; 6–універсальний превентор; 7–плашковий превентор; 8–робоча лінія; 10–відсікач; 11– колонна головка; 12–хрестовина; 13– аварійна лінія; 14–маслопроводи; 15–установка гідравлічного керування.

Після встановлення на усті свердловини противикидного обладнання типу ОП5, опресовуємо його водою під певним тиском. Противикидне обладнання повинно забезпечувати герметизацію устя свердловини як з колоною труб, яка в ній знаходиться, так і при її відсутності.

2.10 Бурова установка

Бурову установку вибираємо в залежності від глибини проектованої свердловини та за номінальною вантажопідйомністю у відповідності з найбільшою вагою бурильної колони у повітрі.

Вага найважчої бурильної колони визначається за формулою:

$$G_{БК} = \sum \ell_i \cdot q_i = \ell_{ОБТ} \cdot q_{ОБТ} + \ell_{НК} \cdot q_{НК} + \sum \ell_{БТi} \cdot q_{БТi}, \quad (2.96)$$

Згідно п. 2.7 курсового проекту маємо дані про склад бурильної колони (табл. 2.9), які підставляємо у формулу (2.96):

$$G = 201 \cdot 824,04 + 288 \cdot 232,9875 + 1836 \cdot 232,9875 + 1345 \cdot 232,9875 = 973865,7 \text{ Н}$$

Визначимо розрахункове навантаження на підйомний гак бурової установки з умови забезпечення можливості маніпулювання найважчою бурильною колоною:

$$P_{\text{розр}} \geq k_{з.БК} \cdot G_{БК}, \quad (2.97)$$

де $k_{з.БК}$ – коефіцієнт запасу, що приймається при розрахунках $P_{\text{розр}}$ за вагою бурильної колони; $1,67 \leq k_{з.БК} \leq 2,0$, приймаємо $k_{з.БК} = 2,0$.

$$\text{Отже, } P_{\text{розр}} = 2,0 \cdot 973,9 = 1947,8 \text{ кН.}$$

Визначимо нормативну величину допустимого навантаження $P_{\text{доп}}$ та умовну глибину буріння $L_{\text{ум}}$ за [8] з умови, що

$$P_{\text{розр}} \leq P_{\text{доп}}, \quad (2.98)$$

$$L_{\text{ум}} \geq L_{\text{max}}, \quad (2.99)$$

де $L_{\text{max}} = 3670 \text{ м}$ – проектна глибина свердловини.

Отже, $P_{\text{доп}} = 3200 \text{ кН}$, а $L_{\text{ум}} = 5000 \text{ м}$; клас бурової установки – сьомий.

Оскільки свердловина експлуатаційна і знаходиться на близькій відстані від ЛЕП, то вибираємо бурову установку з електричним приводом.

Вибираємо бурову установку Уралмаш -4Э-76

Уралмаш завод поставляє до цих установок комплект основного обладнання: талеві механізми, вертлюги, ротори, лебідки, бурові насоси, приводи ротора, лебідки і бурових насосів. Оснастка талевої системи 6х7.

Приведемо в таблиці 2.20 коротку характеристику основного обладнання.

Таблиця 2.20 – Характеристика основного обладнання.

Назва устаткування	Модель, марка, шифр	Основні технічні показники
Вишка	ВБ-53-320М	Вантажопідйомність 320 т
Бурова лебідка	ЛБУ–1200	Потужність 1200 кВт
Крон блок	УКБ–6–250	Вантажопідйомність 250 т
Талевий блок	УТБК–225	Вантажопідйомність 225 т
Ротор	Р–560	Потужність 368 кВт
Буровий насос	У8-6МА2	Потужність приводу 585 кВт
Вертлюг	УВ–250	Вантажопідйомність 250 т

2.11. Спеціальне питання

Технологія ліквідації прихватів

Буріння нафтових і газових свердловин відзначається великою собівартістю робіт, в якій найбільша питома вага належить матеріальним затратам.

На собівартість бурових робіт суттєво впливає так званий ризик їх проведення, зв'язаний з можливістю виникнення різних ускладнень і аварій. Слід відзначити, що питома вага додаткових затрат за рахунок ризику в середньому на одну свердловину обумовлений не стільки великими аваріями, а такими ускладненнями, як прихвати колони бурильних труб.

Таблиця 2.21 – Можливі зони прихватів при бурінні.

Інтервал, м	<i>Характеристика прихватів</i>
0-140	Внаслідок перепаду тиску, осипів й обвалів стінок свердловини.
140-900	Внаслідок перепаду тиску, звуження ствола свердловини, обвалів стінок свердловини.
900-2000	Внаслідок перепаду тиску, звуження ствола свердловини, сальникоутворення.
2000-2500	Внаслідок перепаду тиску, звуження ствола свердловини, сальникоутворення, осипів стінок свердловини.
2500-3250	Внаслідок скривлення ствола свердловини
3250-3425	Внаслідок перепаду тиску, звуження ствола свердловини, осипів стінок свердловини.

Класифікація прихватів

У відповідності зі сформованим підходом [6] прихвати класифікують через їхнє виникнення на наступні категорії:

- прилипання бурильного інструмента до стінки свердловини під дією перепаду тиску;

- заклинювання колони труб;
- прихват внаслідок звуження поперечного перерізу ствола свердловини.

Прихват внаслідок перепаду тиску виникає в інтервалах проникних шарів при залишенні колони труб без руху на якийсь час, достатнє для зіткнення труб зі стінкою свердловини, точніше, що утворилася на ній глинистою кіркою. У результаті різниці між тиском у свердловині і пластовим тиском у зоні контакту колона труб піддається дії утримуючої сили (сили прихвату), обумовленої формулою:

$$F_n = (P_c - P_n) \cdot \mu \cdot S_k + F_a, \quad (2.100)$$

де μ - коефіцієнт тертя труб до глинистої кірки;

S_k - площа контакту прихоплених труб з кіркою;

F_a - адгезійна складова сили прихвату.

Незважаючи на удавану простоту, дана формула зовсім не пристосована для практичних розрахунків сили прихвату. Це обумовлено, насамперед, відсутністю вихідної інформації про площу контакту, коефіцієнт тертя й адгезійну складову, котрі згодом зростають, що приводить до збільшення сили прихвату. Наведену формулу можна використовувати з метою вибору технологічних передумов профілактики і ліквідації прихватів через перепад тиску.

Заклинювання колони труб приурочено в основному до зон локального викривлення зміни форми поперечного перерізу стовбура свердловини. Через заклинювання колони виникають прихвати при проведенні наступних робіт:

- при спуску інструмента в звужену частину стовбура свердловини, звичайно у твердих абразивних породах;
- при підйомі інструмента і затягування в жолобну виробку, що утворюється в пластичних породах у місцях локальних скривлень і перегинів стовбура свердловини;

- за рахунок падіння у свердловину стороннього предмета чи уламків твердої породи.

Незважаючи на різні причини перерахованих прихватів, їх поєднують в одну групу, тому що, на відміну від прихватів, що виникають під дією перепаду тиску, сила прихвату тут зосереджена на якійсь дуже короткій ділянці бурильної колони.

При таких прихватах бурильний інструмент поводитьсь по-різному. При заклинюванні стороннім предметом, наприклад, може спостерігатися рух бурильної колони вгору на довжину труби. Якщо розходжуванням збити сторонній предмет у зону ОБТ, вибійного двигуна чи долота, колона стає нерухомою. Заклинювання доліт у звуженій частині стовбура свердловини супроводжуються ударом при спуску інструмента з миттєвою втратою його рухливості.

Прихвати через заклинювання виникають не тільки у відкритому стволі свердловини, але й усередині обсадної колони, наприклад, при її зминанні чи падінні стороннього предмета.

До третьої категорії відносять прихвати унаслідок утрати стійкості стінок свердловини, пластичного плину порід, сальникоутворення, осідання обважнювача і шламу.

Прихвати через осипання, обвали і повзучість пластичних порід найчастіше виникають при розбурюванні глинистих сланців унаслідок їхньої здатності до руйнування під впливом розклинюючої дії фільтрату бурового розчину. Пластичні гідрофільні глини під дією фільтрату набухають і вивалюються в свердловину. Обвалам сприяють різкі коливання тиску промивальної рідини, недостатній гідростатичний тиск у свердловині, і, особливо, тривалий вплив бурового розчину на схильні до обвалів породи. Ознаками таких прихватів є ріст тиску при циркуляції бурового розчину в початковий момент прихвату і виніс великої кількості шламу зі свердловини. Довжина зони прихвату унаслідок утрати стійкості ствола може значно

коливатися. Відомі випадки, коли після своєчасного підйому бурильного інструмента зі свердловини, у результаті обвалу не доходили до вибою на багато сотень метрів.

Прихвати через сальникоутворення виникають в основному при розбурюванні глинистих порід чи проникних шарів при формуванні товстої глинистої кірки. Сальникоутворенню також сприяє забруднення ствола свердловини шламом.

Осідання обважнювача і шламу можливі при неякісному буровому розчині з низкою седиментаційною стійкістю, що призводить до нагромадження твердої фази в затрубному просторі, з наступним її ущільненням при промиванні чи розходжуванні і виникненню прихвату.

Утримуюча сила для прихватів внаслідок заклинювання і звуження поперечного перерізу ствола свердловини обумовлена силами тертя інструмента об стінки свердловини через глинисту кірку, сторонні предмети, шматки породи, шлам і ін., а також силами зачеплення і защемлення частин бурильної колони. Слід зазначити, що утримуюча сила для цих різновидів прихватів у загальному випадку має складну природу, що обумовлена станом свердловини й умовами виникнення прихвату.

Запропоновано виділяти категорію прихвату в результаті сполучення різних факторів, коли утримуюча сила утворилася з часом чи сформувалася, наприклад, за рахунок заклинювання і перепаду тиску, перепаду тиску й обвалу гірських порід і т.п. Це має визначений сенс, оскільки класифікація прихватів на категорії повинна в принципі відповісти на запитання про вибір раціонального сполучення способів ліквідації.

Класифікація способів ліквідації прихватів

Існуючі способи ліквідації прихватів базуються на застосуванні різних впливів на зону прихвату з метою усунення чи зменшення утримуючої сили до рівня, достатнього для підйому зі свердловини колони труб. З огляду на

різну природу утримуючої колону труб сили, для ліквідації прихватів запропоновано використовувати ряд наступних способів [6].

Фізико-хімічні – пов’язані із закачуванням у зону прихвату порцій спеціальних рідин (ванн), що за рахунок фізико-хімічного впливу (хімічне розчинення, розрідження, зменшення сил тертя й ін.) на зону контакту “колона труб-стінка свердловини” зменшують утримуючу силу.

Гідравлічні – базуються на зміні гідравлічного тиску і створення імпульсів тиску в зоні прихвату.

Механічні – зв’язані з механічним впливом на зону прихвату шляхом створення квазістатичних, динамічних ударних і вібраційних навантажень (у тому числі і за рахунок вибуху).

Комбіновані – базуються на використанні різних сполучень фізико-хімічних, гідравлічних і механічних способів впливу на зону прихвату.

Існуючі способи ліквідації прихватів доцільно класифікувати на наступні чотири групи:

- встановлення ванн;
- механічний, гідромеханічний і інший види імпульсних впливів;
- оббурювання труб;
- встановлення моста і забурювання нового ствола.

Оскільки ліквідація кожної категорії прихвату має свої особливості, то способи ліквідації прихватів розробляють стосовно до конкретної категорії чи навіть до конкретного різновиду прихвату. У буровій практиці вже склалися загальні принципи методологічного підходу до вибору способів ліквідації прихватів

На рисунку 2.10 схематично показано алгоритм дій, що рекомендуються для ліквідації прихватів довільної категорії з вибором відповідних способів у кожному конкретному випадку прихвату на етапах 2, 3 і 4.

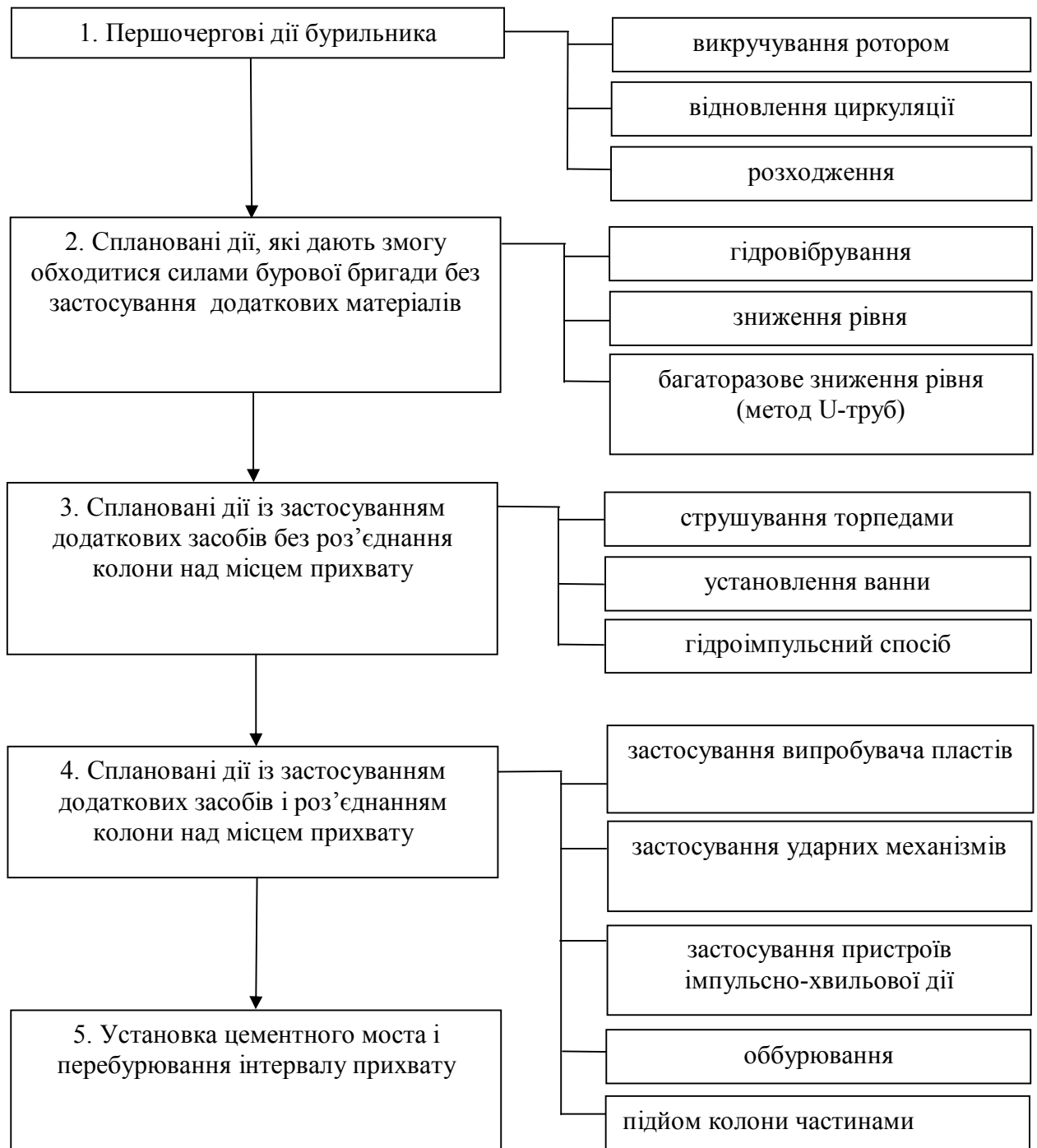


Рисунок 2.10 – Класифікація способів ліквідації прихватів за черговістю їх виконання

Першочергові дії при ліквідації всіх категорій прихватів зводяться до викручування колони труб ротором, а потім розходжування. Ці дії чергують до застосування інших способів. Після безуспішності першочергових і легкоздійснених робіт вибирають способи ліквідації прихвату, виходячи з характерних рис кожної категорії.

Необхідно відзначити, що такі способи ліквідації прихватів, як застосування ударних механізмів, гідроімпульсний і імпульсно-хвильовий, забезпечують досягнення відразу декількох результатів впливу на зону прихвату. Так застосування ударних механізмів, крім чисто механічного руйнування зони прихвату, знижує також коефіцієнт тертя в зоні контакту.

Імпульсно-хвильовий спосіб забезпечує динамічний вплив на схоплений інструмент, одночасно знижуючи коефіцієнт тертя й адгезійну складову за рахунок поступового руйнування зв'язків між частинками породи чи кірки і прихоплених труб. Тому ці способи можна застосовувати при ліквідації прихватів, викликаних як прилипаннями, так і заклинюваннями.

Нарешті, такі способи, як оббурювання і підйом прихопленого інструмента частинами, потребують великих витрат часу і матеріальних засобів. У багатьох випадках дешевше і швидше перебурилити прихоплений інтервал, тому буровому підприємству необхідно оцінювати економічну доцільність виконання конкретних робіт. Імовірність виникнення додаткових ускладнень, що збільшують аварію, при використанні даних способів значно вище. Можливі випадки прихвату оббурювальних труб. Якщо бурильну колоду витягають частинами за допомогою розгвинчування лівим інструментом, то нерідке роз'єднання відбувається далеко від наміченого місця, там, де утруднене наступне з'єднання з прихопленою колоною, чи одночасно в двох-трьох місцях.

Крім зазначених, широко застосовуваних на практиці способів ліквідації прихвату, існують і багато інших. Наприклад: електричний, заснований на використанні явища електроосмосу; електрохімічний, результатом якого є розчинення металу прихоплених труб; електрогідравлічний, що базується на створенні високовольтних розрядів у зоні прихвату (ефект Юткина); термічний і деякі інші. Ці методи не знайшли поки широкого застосування в практиці бурових робіт на нафту і газ. Для

їхнього здійснення потрібна спеціальна апаратура, пристрої і матеріали, а застосування у багатьох випадках обмежується окремими різновидами прихватів, викликаних якоюсь однією причиною.

Удосконалення технології ліквідації прихватів комплексними методами

Аналізуючи послідовність виконання операцій видно, що роботи з ліквідації прихватів в більшості випадків розпочинали із торпедування, встановлення рідинних ванн (причому по декілька разів), після чого приступали до роз'єднання колони над місцем прихвату для спуску ударного механізму рисунок 2.11. Ударами діяли різну кількість разів.

В деяких випадках роботу ударними механізмами чергували з роботою шнуровими торпедами. При ліквідації прихватів від перепаду тиску застосовували випробовувач пластів, там де дозволяли геологічні умови. Таким чином, основним принципом в більшості випадків був перехід від простого до складного способу. Тобто по чергово виконували операції, з кожним разом ускладнюючи технологію. Такий підхід не завжди дає бажаний результат, оскільки втрачається час. Тому рекомендується застосовувати комплексні способи ліквідації прихватів.

Суть комплексних методів полягає в тому, що одночасно застосовують встановлення нафтових ванн і ударних механізмів. Тобто вплив ванни на зону прихвату і виникнення імпульсів в результаті роботи ударних механізмів дає можливість зруйнувати зону прихвату і звільнити весь або частину прихопленого інструменту.

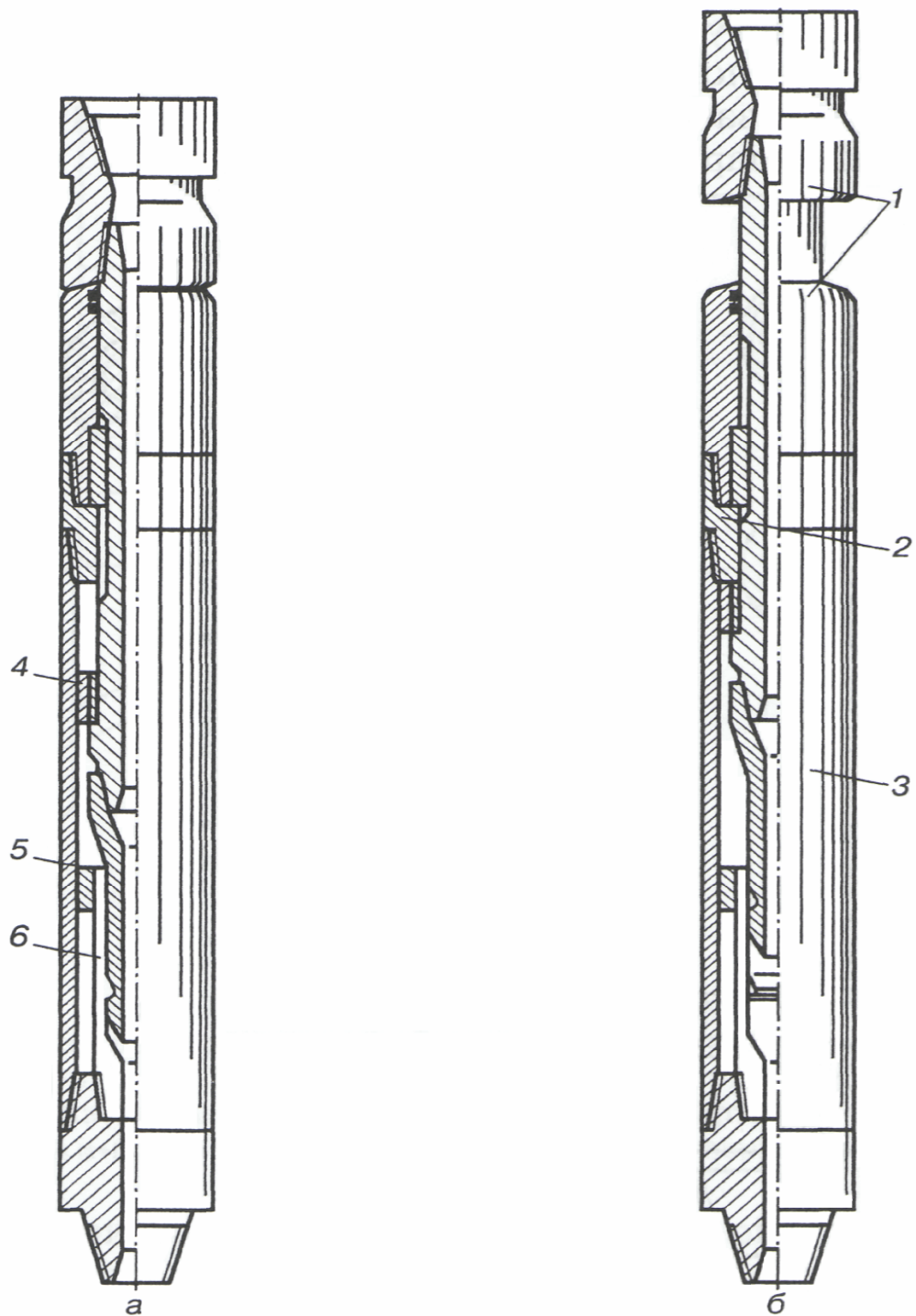


Рисунок 2.11 – Схеми ударного механізму для ліквідації прихватів:

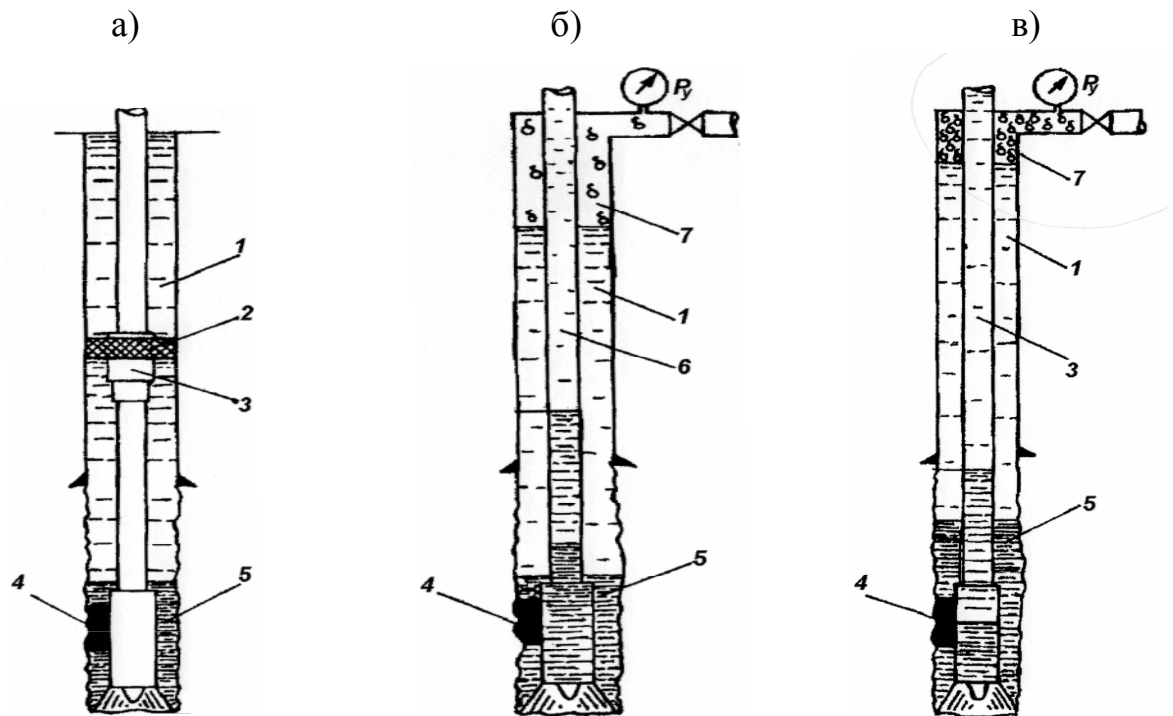
а – вихідне положення; б – положення в момент нанесення удару;

1 – поверхня передачі осьового навантаження; 2 – ковадло; 3 – корпус;
 4 – бойок; 5 – рухомі гайкизамкового пристрою для регулювання сили удару;
 6 – цанга

Застосування комплексних методів зумовлено складністю та невизначеністю природи формування утримуючої сили різним ступенем впливу окремих дій на величину утримуючої сили і можливістю прояву синергетичних ефектів. Досвід застосування комплексних способів дії на зону прихвату свідчить про їх більшу ефективність порівняно з традиційними способами ліквідації прихватів.

Одним із ефективних способів є спосіб, який дає можливість встановлювати ванну під підвищеним тиском зі створенням імпульсно-хвильових механічних і гідравлічних дій.

Схема ліквідації прихвату наведена на рисунку 2.12.



1-буровий розчин; 2-пакер; 3-ударний пристрій; 4-зона прихвату;
5-рідинна ванна; 6-облегшений розчин; 7-пачка газу

Рисунок 2.12 – Схеми ліквідації прихватів бурильної колони

Спосіб здійснюють таким чином. У свердловину на бурильних трубах спускають пакер і механічний ударний пристрій і з'єднують з прихопленою

частиною інструменту. Потім у зону прихвату закачують рідинну ванну і розвантаженням на пакер герметизують кільцевий простір з одночасним зарядженням ударного механізму, (рисунок 2. 12 (а)).

Далі з допомогою насосів створюють підвищений технологічно допустимий тиск у підпакерній зоні, що покращує умови проникнення ванни. Після витримки ванни під тиском виконують натяг бурильної колони і створюють удар, одночасно з котрим здійснюється зняття пакера і зниження тиску у підпакерній зоні, внаслідок чого на зону прихвату діють додатково гідродинамічна хвиля розрядки. При необхідності виконують повторну маніпуляцію до звільнення бурильного інструмента.

Окрім цього, для ліквідації прихватів бурильних труб від дії перепаду тиску розроблена технологія, яка забезпечує переміщення рідинної ванни у затрубному просторі при репресійно-депресійній дії на зону прихвату.

Об'єм рідинної ванни вибирають з врахуванням “перекриття ванною зони прихвату” при її нижньому і верхньому положеннях. Розрахований об'єм ванни і буферної рідини закачують у колону і з допомогою бурового насоса і облегшеного розчинів протискують у зону прихвату. Потім сполучивши внутрішній простір з атмосферою формують за рахунок перетоку рідини чи компресором у затрубному просторі пачку газу. Висоту стовпа облегшеного розчину (h) і пачки газу (h_r) вибирають з умов рівності тисків у затрубному просторі і всередині колони, а також забезпечення технологічно допустимої депресії на зону прихвату. Після цього свердловину герметизують і протискуванням буровими насосами через колону труб переміщують ванну у крайнє положення (рисунок 2.12 (в)), стискаючи пачку на усті. Створений таким чином надлишковий тиск (P_y) на усті свердловини визначають із умови забезпечення технологічно допустимої репресії на зону прихвату. Після протискування заданого об'єму розчину зупиняють насоси і внутрішній простір колони труб сполучають з атмосферою. За рахунок різниці тисків у затрубному просторі в трубах ванна буде переміщатися вниз.

При цьому тиск у зоні прихвату буде знижуватися. Відбір рідини із колони труб виконують у мірну ємність до моменту досягнення ванною крайнього положення. Це забезпечує створення у зоні прихвату технологічно допустимої депресії.

Описані операції виконують до ліквідації прихвату, а контроль здійснюють з допомогою об'ємних методів і за тиском у трубах і затрубному просторі. Після ліквідації прихвату рідинну ванну вимивають із колони протитиском на усті.

Ця технологія інтенсифікує проникнення рідинної ванни у зону контакту і сприяє її розмиванню при циклічних переміщеннях ванни. За своїми можливостями ця технологія має переваги над методом U-труб, суть якої полягає у зниженні рівня бурового розчину у свердловині. У разі виникнення прихвату під дією перепаду тиску ефективним способом зниження цього тиску до значення, меншого, ніж було до прихвату, шляхом зниження рівня бурового розчину у затрубному просторі до безпечних значень і приведення тиску стовпа рідини всередині труб до його значення затрубному просторі.

3. Охорона праці, надр та довкілля

Всі роботи по будівництву свердловини необхідно виконувати згідно вимог “Строительных норм и правил (СНиП)”, “Правил пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности” и “Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности”. На основі цих норм і правил на кожному підприємстві повинні бути розроблені з урахуванням місцевих умов виробничі інструкції по техніці безпеки та протипожежній безпеці для кожної професії та кожного виду робіт, які періодично необхідно переглядати та перезатверджувати.

Безпеку праці та пожежну безпеку можливо забезпечити лише за допомогою цілого комплексу заходів.

Для буріння необхідно використовувати лише повністю технічно справну бурову установку, допустима вантажопідйомність вишки та талевої системи якої перевищує очікуване навантаження в період спорудження даної свердловини, а обладнання, оснащення та електричне освітлення відповідають нормам правил безпеки. Вишку необхідно укріплювати відтяжками зі сталевго каната, діаметр, число й місця встановлення яких повинно відповідати технічній документації на дану установку. Все обладнання повинно бути розміщено на буровій площадці так, щоб була забезпечена можливість його зручного та безпечного ремонту та експлуатації. Устаткування, що може опинитися під електричною напругою, повинно бути надійно заземленим.

Після завершення монтажу бурової установки все обладнання повинно бути перевірено та випробувано без навантаження; ті вузли бурової установки та іншого обладнання, які будуть працювати під тиском, необхідно опресувати тиском, який в 1,5 рази перевищує максимально очікуваний у період буріння чи закінчування свердловини. Бурова установка,

цементувальне обладнання, установка для освоєння та випробування свердловини повинні бути оснащені пристроями та приборами, що підвищують їх безпеку та технічний рівень експлуатації, а також засобами пожежегасіння у відповідності до норм.

До початку буріння спеціальна комісія, до складу якої входять представники адміністрації бурового підприємства, Держгіртехнагляду, пожежної інспекції та органу, що відповідає за охорону навколишнього середовища, повинна перевірити відповідність бурового обладнання технічній документації на нього, гірничо-геологічним та технологічним умовам буріння свердловини, правильність і якість монтажу та відповідність змонтованого обладнання до нормативів і правил безпеки. Пуск бурової установки допускається тільки з дозволу цієї комісії.

В період експлуатації стан бурового обладнання буровий майстер та механік повинні не рідше, як один раз на два місяці, а також перед спуском кожної обсадної колони, перед початком та після закінчення ловильних робіт, пов'язаних із розходженням колони бурильних труб, після викидів та відкритих фонтанів, після сильного вітру, до початку та після закінчення перебазування бурової установки на нову точку. Не рідше одного разу на 6 років вишку повинна випробувати згідно затвердженої методики спеціальна комісія.

Переважає більшість нещасних випадків та пожеж при бурінні свердловин відбувається через низьку кваліфікацію, помилки, неуважність, халатність чи недисциплінованість персоналу. Тому одним з найважливіших заходів повинно бути навчання безпечним методам роботи всіх осіб, які приймають участь у будівництві свердловини. До керування бурінням дозволяється допускати тільки осіб, які мають спеціальну освіту та право відповідального ведення бурових робіт.

Всі члени бурової бригади та інші особи, які будуть приймати участь в роботі по спорудженню чи випробуванню свердловини, повинні бути навчені

безпечним методам роботи по своїх професіях та до початку робіт на даній свердловині проінструктовані як по загальних правилах безпеки на підприємстві, так і по спеціальних питаннях, пов'язаних із виконанням робіт на даній свердловині.

Кожний член бурової бригади щоденно перед початком роботи повинен перевірити стан свого робочого місця та справність механізмів, інструментів приборів і пристосувань з техніки безпеки, усунути виявлені несправності. Бурильник при здачі вахти зобов'язаний безпосередньо на робочому місці попередити свого змітника та зробити відповідні записи в буровому журналі про наявні несправності обладнання, приборів інструментів тощо. Заборонено експлуатувати несправні обладнання, інструменти та прибори, а також обладнання з несправними пристроями безпеки, користуватися несправними засобами індивідуального захисту. Якщо несправні електрообладнання чи лінія електропередач, необхідно викликати чергового електромонтера для усунення несправності. Заборонено експлуатувати обладнання, інструменти та прибори при навантаженнях, тисках та температурах, що виходять за вказані в паспорті допустимі межі.

Якщо при бурінні свердловини можливі газонафтопрояви, на її усті повинно бути встановлено противикидне обладнання, робочий тиск якого більший максимального, що очікується при проявленні. Кількість і тип превенторів, а також схема обв'язки цього обладнання повинні бути погоджені з місцевим органом Держгіртехнагляду. Керування превенторами повинно бути дистанційним, механізованим та дубльоване ручним. Справність та роботоздатність превенторів потрібно перевіряти щовахтно. До початку буріння такої свердловини необхідно встановити ємності з запасом промивальної рідини в об'ємі, не меншому регламентованого правилами безпеки, а також ємність для доливу промивальної рідини при підйомі бурильної колони. В зимовий період всі ємності, очисні механізми та противикидне обладнання необхідно обігрівати.

Підлога вишки, насосного сараю, площадки для приготування бурового розчину, площадку біля устя свердловини під підлогою бурової та підхід до неї в разі забруднення необхідно промивати сильною струминою води, а місця, що забруднені мастилом чи мазутом, засипати піском чи землею.

На буровій необхідно мати аптечку з набором перев'язочних засобів та медикаментів, необхідних для надання першої допомоги при нещасних випадках. Члени бурової бригади повинні бути навчені прийомам надання такої допомоги.

Для будівництва свердловин тимчасово відчужують значні земельні площі. Після завершення буріння та освоєння свердловини більша частина тимчасово відчужених земель підлягає поверненню землекористувачу в рекультивованому вигляді. Тому до початку будівельно-монтажних робіт потрібно зняти ґрунтовий шар і складувати його на окремій площадці, а після завершення бурових робіт знятий ґрунт використати для відновлення родючості ділянки, яка повертається.

Основні джерела забруднення навколишнього середовища при бурінні – промивальна рідина та реагенти, що використовуються для регулювання її властивостей; частинки гірських порід, які виносяться промивальною рідиною зі свердловини чи викидаються з неї підчас відкритого фонтанування; пластові рідини, що виходять зі свердловини разом з потоком промивальної рідини чи виливаються з неї при газонафтопроявленні, при освоєнні та випробуванні; нафта та нафтопродукти, деякі види буферних рідин; залишки тампонажних розчинів.

Звести до мінімуму забруднення навколишнього середовища при бурінні свердловин можна тільки шляхом комплексного вирішення задачі. Для цього необхідно для збереження промивальних рідин, реагентів, нафти та нафтопродуктів використовувати металічні чи бетонні ємності, а для збору та тимчасового збереження всієї вибуреної породи, пластових і бурових стічних вод (БСВ), а також нафти, що виливається зі свердловини при її освоєнні,

нафтогазових викидах та відкритих фонтанах, – земляні амбари з достатньо високою та надійною обваловкою, яка не могла би бути зруйнованою дощовими зливовими водами. Дно та стінки земляних амбарів повинні мати відповідну гідроізоляцію, щоб рідини та хімреагенти, які зберігаються в них, не могли проникнути в горизонти ґрунтових вод та природні водойми. Навколо бурової установки повинні бути споруджені стічні канали для видалення БСВ та пролітої промивальної рідини в амбар.

Підчас бурових робіт утворюється велика кількість стічних вод. Доцільно організувати їх очищення та повторне використання.

Горючі гази, що виділяються при дегазації промивальної рідини чи виходять зі свердловини при освоєнні, випробуванні чи відкритому фонтануванні, спалюють в спеціальному факелі, встановленому не ближче 100 м від свердловини.

Після закінчення буріння свердловини територію, яка підлягає рекультивації, необхідно звільнити від залишків в ємностях промивальної рідини та шламу гірських порід. Існують різноманітні шляхи вирішення цієї проблеми:

- транспортування залишків промивальної рідини на інші бурові для використання;
- закачування залишків рідини і шламу в зони катастрофічного поглинання в сусідніх свердловинах, що буряться, за умови, що ці зони не містять прісні та цілющі води та не сполучаються з горизонтами таких вод, акваторіями та атмосферою;
- збір всього шламу та залишків рідини в металічні контейнери та вивіз для захоронення в спеціальні шламосховища;
- зневоднювання відходів підсушуванням їх в земляних амбрах з наступним засипанням родючою землею.

Висновки

Виконуючи курсовий проект ми засвоїли методику розрахунків бурильної колони та режимних параметрів буріння, навчилися використовувати набуті знання для вирішення конкретних інженерних задач з обґрунтуванням прийнятих технічних і технологічних рішень на рівні сучасних досягнень теорії і практики.

Провівши ряд розрахунків ми отримали як результат бурильну колону з наступними параметрами:

$$\ell_{\text{КНБК}} = 21 \text{ м (ОБТЗ 2-133 + 3 КЛСН);}$$

$$\ell_{\text{ОБТ}} = 180 \text{ м (ОБТЗ 2-133);}$$

$$\ell_{\text{НК}} = 288 \text{ м (ТБПН 102 мм „Д” ,}\delta = 8,4 \text{ мм);}$$

$$\ell_{\text{БК1}} = 1836 \text{ м (ТБПН 102 мм „Д” ,}\delta = 8,4 \text{ мм);}$$

$$\ell_{\text{БК2}} = 1345 \text{ м (ТБПН 102 мм „Е” ,}\delta = 8,4 \text{ мм);}$$

Розрахунки, виконані в курсовому проекті, є обґрунтованою проміжною підготовкою до виконання дипломного проекту та професійної діяльності.

Перелік літературних джерел

1. Кочкодан Я.М. Курсовий проект "Технологія буріння нафтових і газових свердловин": Методичні вказівки. – Івано-Франківськ: Факел, 1999.
2. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник – Коломия: ВПТ "Вік", 1999.
3. Иогансен К.З. Спутник буровика: Справочник – М.:Недра, 1990.
4. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах – М.: Недра, 1985.
5. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. – М.:Недра, 1988 р.
6. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник. Т. 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. / Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
7. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння. / Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
8. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник. Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія. / Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 396 с.

