

Міністерство освіти і науки України
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»
Навчально-науковий інститут нафти і газу

О.І. Полігучий

БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Навчальний посібник

Полтава 2021

*Присвячую другу дитинства і юності
Білоусу Володимирові Михайловичу,
котрий заагітував мене навчатися
в профтехучилищі в результаті
я вже 56-й рік в галузі*

Рецензенти:

Мохор В.В., чл.-кор. НАН України, д.т.н., професор, Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України;

Шарий Г.І., д.е.н., доцент, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;

Бачеріков О.В., к.т.н., Науково-виробниче підприємство «ЕНЕРТЕКС».

*Рекомендовано науково-методичною радою
Національного університету
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Протокол № 1 від 29.09.2021р.*

У шести розділах посібника викладено гірничо-геологічні умови буріння нафтових і газових свердловин, види породоруйнівного інструменту, комплектацію бурових верстатів, кріплення стінок свердловин, дослідження та випробовування свердловин як під час буріння та і після завершення їх будівництва.

ВСТУП

Нафтогазова галузь виступає провідною в усіх країнах світу, де ведеться видобуток вуглеводнів. Найглибша свердловина на Землі залишається Кольська надглибока 12 252 метри, а в Європі, на Івано-Франківщині, Шевченкове-1 глибиною 7522 метри.

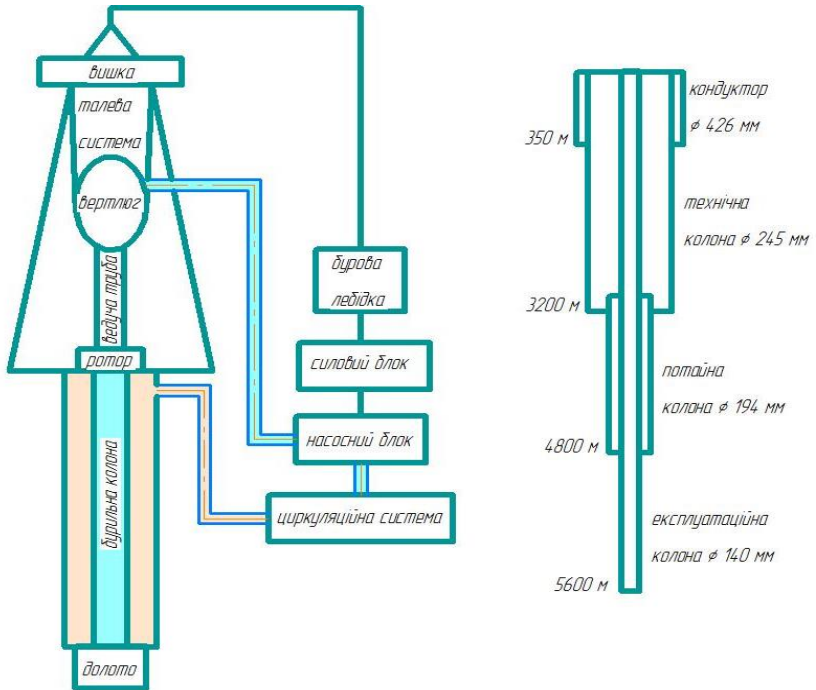


Рис. 1.1 Типові схеми будівництва свердловин

Для спорудження свердловин використовується найрізноманітніша техніка, але функціональна схема, зображена на рисунку 1.1, є незмінною. За допомогою вишки* з талевою системою у свердловину подаються бурильні труби, які обертаються за допомогою ротора. Обертальний момент передається на породоруйнівний інструмент (долото). Насосний

блок через *вертлюг* і бурильну колону подає буровий розчин, котрий охолоджує породо-руйнівний інструмент, а головне виносить на поверхню вибурену гірську породу. У циркуляційній системі розчин очищається від гірської породи і знову подається у свердловину. У міру зносу породоруйнівний інструмент піднімається на поверхню для заміни на новий. Використовується також буріння вибійними двигунами. Силевим приводом на поверхні є дизельні або електричні двигуни. На рисунку 1.1 наведено також приклад конструкції свердловини з діаметрами колон та глибинами їх спуску.

Оскільки розріз свердловини складається з пластів різноманітних гірських порід з різними властивостями, насиченістю й різним пластовим тиском, схильних до осипань, поглинань тощо, у свердловину з заданою періодичністю спускають *обсадні колони*, які за своїми розмірами дозволяють продовжувати поглиблення бурильними трубами меншого діаметра. Обсадні колони після спуску в заколонному просторі *цементуються*.

Про техніку і технологію буріння більш детально читач ознайомиться нижче.

*Терміни виділені курсивом пояснюються в алфавітному покажчику.

1. Гірничо-геологічні умови буріння та руйнування гірських порід

1.1 Геохронологічна таблиця

Користуючись різними методами дослідження порід, учені склали спеціальну шкалу. Вона показує відтинки часу, на які ділять геологічний час. Кожному часовому відрізку відповідає певний етап формування земної кори і розвитку живих організмів. Така шкала називається геохронологічною таблицею (геохронологія - з грецької: гео - Земля, хроно - час і логія - знання) [30] Отже, *геохронологічна таблиця* - це шкала, що відображає послідовність основних етапів геологічної історії Землі і розвитку життя на ній використовується в усьому світі.

ЕРА	Період, відділ	на карті	Тривалість періоду (млн. років)	Етап еволюції	Основні події навколишнього світу	Утворення корисних копалин
КАРИНОЗОЙСЬКА - KZ	Четвертинний - Q		0,7-1,8	Альпійський	Кінець Льодовикового Періоду. Виникнення цивілізацій	Золото, торф, залізо, пісок, глина
	Неогеновий - N	Пліоцен - N ₂	25		Тваринний і рослинний світ стає схожим на сучасний	Нафта, газ, сірка, вугілля, залізо, кам'яна сіль
		Міоцен - N ₁				
	Палеогеновий - P	Еоцен-олігоцен - P _{2,3}	41		Поява перших людиноподібних мап. Поява перших "сучасних" ссавців	Вугілля, нафта, газ, марганець, фосфорити, пісок кварцовий
Палеоцен - P ₁						
МЕЗОЗОЙСЬКА - MZ	Крейдовий - K		70	Мезозойський (кіммерійський)	Перші плацентарні ссавці. Вимирання динозаврів	Крейда, кам'яне вугілля, нафта, газ, мергель, пісковик
	Юрський - J		55-60		Поява сумчастих ссавців і перших птахів. Розквіт динозаврів	Вугілля, нафта, сіль, нікель, кобальт
	Триасовий - T		40-45		Перші динозаври та яйцекладучі ссавці	Нафта, газ, вугілля залізо, кам'яна сіль
ПАЛЕОЗОЙСЬКА - PZ	Пермський - P		50-60	Герцинський	Вимерло біля 95 % видів, що на той час існували, (Масове пермське вимирання)	Вугілля, сіль, залізо, кольорові метали, нафта
	Кам'яновугільний - C		65-75		Поява дерев і плазунів	Вугілля, нафта, залізо
	Девонський - D		60	Поява земноводних і спорових рослин	Нафта, залізо, марганець, фосфорити	
	Силурійський - S		25-30	Каледонський	Вихід життя на суходіл: скорпіони і пізніше перші рослини	Залізо, золото, горючі сланці, фосфорити
	Ордовіцький - O		60-70		Багата морська фауна: ракоскорпіони, кальмари	Поліметалеви та залізані руди, фосфорити, горючі сланці, нафта
	Кембрійський - Є		70		Поява великої кількості нових груп організмів ("Кембрійський вибух")	Фосфорити, марганець, залізо, кам'яна сіль
ПРОТЕРОЗОЙСЬКА ЕРА - PR		2100±100	Перші багатоклітинні тварини. Одне з найбільш масштабних зледенень Землі		Вапняк, графіт, залізо, мрамур, нікелеві та поліметалеві руди, каолін, граніт	
АРХЕЙСЬКА ЕРА - AR		понад 1800	Байкальський	Поява примітивних одноклітинних організмів		

Рис. 1.2 Геохронологічна таблиця

За геохронологічною таблицею (рис. 1.2) історію Землі поділяють на геологічні ери, виділяють п'ять ер: архейську (з грецької — ера найдавнішого життя), протерозойську, палеозойську, мезозойську (ера середнього життя) і кайнозойську (ера нового життя). Ери поділяються на періоди і т. д. Вік порід установлено шляхом різноманітних наукових методів досліджень. В умовах буріння в Україні свердловини досягають в основному кам'яновугільного періоду.

Автори роботи [6] виконали велику роботу і в шести томах виклали характеристику 335 нафтогазових родовищ України, зосереджених у східних, західних та південних регіонах. Найбільший обсяг робіт по видобутку вуглеводнів припадає на Дніпровсько-Донецьку западину, яка територіально це Харківська, Полтавська, Сумська та Чернігівська області.

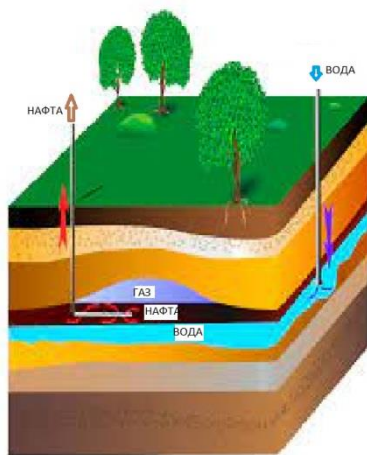


Рис. 1.3 Схема видобутку вуглеводнів

Умови залягання *флюїдів* мають велику різноманітність так же як і способи їх видобутку, на рисунку 1.3 зображено один із розповсюджених варіантів. Всі без винятку флюїди знаходяться в пористих гірських породах, котрі називаються колекторами. Пластові тиски, як правило, перевищують гідростатичні. Такі родовища експлуатуються фонтанним методом. Коли запас пластової енергії виснажується, родовище може експлуатуватися за рахунок її підтриманням, наприклад, закачуванням води.

Флюїди розміщуються в пастках. За визначенням Г. А. Габріелянца «пастка - це частина природного резервуара, в якому завдяки структурному порогу, стратиграфічному екрануванню, літологічному обмеженню або інших перешкод можливе скупчення нафти і газу».

1.2. Характеристики гірських порід

Важливою характеристикою гірської породи, безумовно, є її мінералогічний склад, а тому за цією ознакою основні породи при бурінні свердловин: **піщаник, алевроліт, аргіліт, глина, вапняк, мергель, крейда, ангідрит, гіпс, сіль кам'яна, доломіт, опока, кремій**. За походженням розрізняють породи **магматичні**, тобто ті, які утворилися за рахунок застигання магми, та **осадові**, що утворилися в результаті випадання з розчинів, руйнування попередніх порід і продуктів життєдіяльності організмів. Одним з параметрів гірської породи виступає **тріщинуватість**. Тріщини з розкриттям більше 0,1 мм є макротріщинами, а менше 0,1 мм – мікротріщинами [11]. Друга і важлива для нафтогазової галузі ознака - **пористість**, яка характеризує наявність пустот у гірському масиві, параметром котрої є коефіцієнт загальної пористості

$$k_{\text{п}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_0}, \quad (1.1)$$

де $V_{\text{п}}$ – об'єм пустот у породі;
 V_0 - загальний об'єм породи.

Основний же параметр є **ефективна пористість** (або відкрита), тобто враховується об'єм пор, які сполучені між собою і дають змогу флюїду рухатись. Пористість гірських порід коливається в межах 0,02 - 0,5. Одним з параметрів гірської породи виступає її густина, котра коливається в межах 1600 - 3500 кг/м³. Для буріння, а точніше для руйнування гірських порід, важливий параметр – це її міцність, тобто здатність породи чинити опір механічному навантаженню. Найбільш поширеним методом дослідження міцності є метод осьового стиснення. Міжнародним бюро з механіки гірських порід прийнято навантаження зразка діаметром 40 - 45 мм такої ж висоти зі швидкістю 0,5 - 1,0 МПа/с. Міцність породи оцінюється за максимальним навантаженням у момент руйнування:

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{P_{\text{p}}}{S}, \quad (1.2)$$

де P_{p} – сила при якій зруйнувався зразок;

S – площа поперечного перерізу зразка.

Один із важливих параметрів гірських порід - **абразивність**, що характеризує породу та її здатність зношувати метали в процесі їх тертя. Інтенсивністю зношування є знос на одиницю роботи і визначається за формулою [11]:

$$\omega = \frac{w}{fPL}, \quad (1.3)$$

де w – знос у довільних одиницях;

f – коефіцієнт тертя;

P – нормальне навантаження;

L – шлях тертя.

Крім того, гірські породи характеризуються пружністю, теплопровідністю, теплоємністю.

1.3. Насиченість гірських порід

Речовини, які наповнюють пори гірських порід, називаються *пластовими флюїдами*, найбільш розповсюдженими є такі:

- **нафта** – це суміш вуглеводневих і не вуглеводневих сполук, залежно від співвідношення котрих виділяються метанові, нафтенові, ароматичні вуглеводні та не вуглеводневі сполуки. Крім того, в нафті зустрічаються різні домішки, такі як сірка й інші;

- **природний газ** – це суміш різних вуглеводневих газів таких як метан CH_4 , етан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} . Основна складова природного газу - метан уміст якого складає 80 - 90%;

- **вода**, як правило, залягає нижче продуктивних горизонтів і називається підшовною. Мінералізація є основною характеристикою води.

1.4. Методи руйнування порід та породоруйнівний інструмент

Гірську породу можна зруйнувати трьома методами:

- **різально-сколюючий метод**, коли різальний інструмент, рухаючись з певною швидкістю, зрізає або сколює породу;
- **дроблення**, коли інструмент наносить удари по породі та його кінетична енергія деформує, а відповідно й руйнує породу;
- **дробильно-сколюючий метод**, коли в основу руйнування покладені попередні два методи;

В основі методів передбачається обертання породо-руйнівного інструменту. У галузі проведено багато лабораторних досліджень методами втискування алмазної правильної чотиригранної піраміди, втискування загостреного металевого клина, втискування циліндричного індентора з плоскою основою. За результатами випробовувань визначають основні показники гірської породи: **твердість за штампом, границю пластичності, модуль пружності, коефіцієнт пластичності**. Залежно від гірничо-геологічних умов використовують відповідний породоруйнівний інструмент.

За призначенням породоруйнівний інструмент поділяють на:

- **Долота** – для суцільного руйнування вибою свердловини;
- **Бурильні головки (коронки)** – для буріння кільцевим вибієм з метою отримання зразка породи.

Залежно від методу руйнування гірської породи, а відповідно і конструкції долота бувають: шарошкові, алмазні та лопатеві. Міцність гірської породи визначає тип долота: для буріння м'яких порід (М), середніх (С), твердих (Т), міцних (К) і дуже міцних (ОК). Позначення входять до маркування доліт. Для буріння свердловин, де в розрізі є чергування порід м'яких та середніх, застосовують долота (МС), де породи середньої твердості з прошарками твердих – (СТ), твердих і міцних – (ТК). У маркуванні долота вказується його діаметр.

1.4.1. Шаршкові долота

Міжнародною асоціацією бурових підрядників (IADC) розроблена цифрова класифікація шаршкових доліт [11]. На буріння шаршковими долотами припадає біля 90% обсягів проходки. Залежно від кількості робочих шаршок долота бувають одно шаршкові, двох шаршкові, трьох шаршкові як найбільш розповсюджені (рис. 1.4), чотири шаршкові, шести-шаршкові.



Рис. 1.4 Шаршкові долота

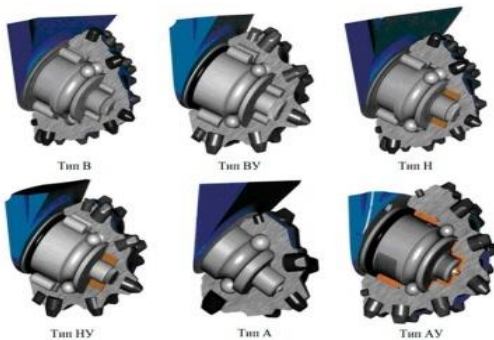


Рис. 1.5 Види опор шаршок

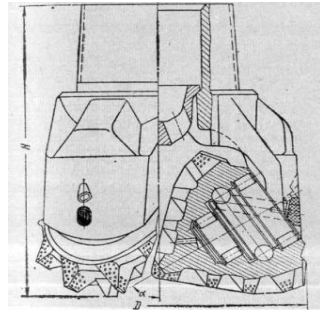


Рис. 1.6 Розріз долота

За типом опор (рис. 1.5) шаршки теж різняться:

Н - мають один підшипник ковзання (решта - кочення);

А - мають два підшипники ковзання та більше;

В - мають підшипник кочення;

У - говорить про герметизацію маслonaповнених опор.

Застосування опор кочення і ковзання сприяє зниженню крутного моменту, необхідного для обертання долота на вибої. За типом розташування й конструкції промивних або продувних вузлів долота маркують таким чином:

Ц (центральне промивання);

Г (бічне гідромоніторне);

ЦГ (комбіноване промивання);

П (центральне продування);

Так, наприклад, у маркуванні долота 269,9СГНУ є всі його характеристики. Озброєння шарошок може бути виконано або у вигляді фрезерованого зуба безпосередньо шарошки, або вставного зубкового з міцного матеріалу. Один з підшипників кочення обов'язково є замковим. Конструкція шарошкового долота зображена на рисунку 1.6.

Шарошкові долота, які випускають фірми “Smith Tool”, “Hughes Christensen”, “Reed Tool”, “Security” мають свої стандарти та відповідне маркування. Наприклад долото 8^{1/2} MCDSH, котре випускається фірмою “Smith Tool” має діаметр 215,9 мм, фрезерований зуб, герметичний роликовий підшипник і призначене для буріння м'яких порід.

Діаметри шарошкових доліт (мм): 76; 93; 98,4; 112; 120,6; 132; 139,7; 146; 151; 155,6; 158,7; 161; 165,1; 171,4; 190,5; 200; 215,9; 222,3; 244,5; 250,8; 269,9; 279,4; 295,3311,1; 320; 349,2; 393,7; 444,5; 490.

1.4.2 Алмазні долота й долота ІНМ (ІСМ)

Алмазні долота оснащені великою кількістю природних або синтетичних алмазів (рис. 1.7). Зерна алмазів виступають з матриці і руйнують породу різанням та стиранням. Корпус долота виготовляється з високолегованої сталі.



Рис.1.7 Алмазні долота



Рис.1.8 Долота ІНМ

Інститутом надтвердих матеріалів НАН України створений високоміцний матеріал «Славутич», котрий застосовується для оснащення доліт з маркуванням ІСМ (ІНМ) (рис. 1.8). Алмазні долота та долота ІСМ ефективно використовуються з приводом від вибійних двигунів, де швидкість обертання висока.

Діаметри алмазних і ІНМ доліт (мм): 138,1; 141,3; 149,4; 163,5; 188,9; 214,3; 267,5; 292,9.

1.4.3. Бурильні головки (коронки) та відбір керна

Для вивчення геологічного розрізу важливо мати зразки породи, які після лабораторних досліджень дають більш реальну картину будови розбурюваної площі. Це дуже важливо при розбурюванні продуктивних пластів. Вивчення колекторських властивостей дає змогу точніше оцінити запаси продукції, кількісну характеристику її видобутку. Для відбору зразка, котрий називається *кern* (рис. 1.13), застосовують керновідбірні снаряди (рис. 1.9), які оснащуються *бурильною головою*, або їх ще називають *коронки*.

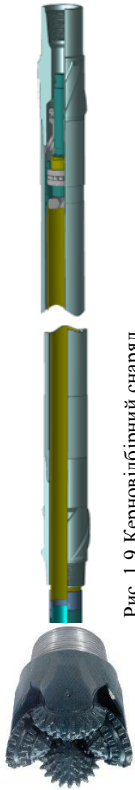


Рис. 1.9 Керновідбірний снаряд

Конструктивно існує їх велика кількість і різноманітність, як за типом, так і за розмірами. На рис. 1.10 зображена чотирьох шарошкова бурильна головка, а на рис.1.11 – алмазна.

Керновідбірний снаряд усередині має знімну керноприймальну трубу, оснащену кернорвачем (рис. 1.12). Керноприймальну трубу після відбору керна можна підняти лебідкою на поверхню, а після звільнення її від керну знову скинути на вибій. *Кернорвач*, оснащений шарнірними пелюстками, при відриві бурильного інструменту від вибою свердловини спрацьовують автоматично і відривають керн, а в процесі підйому утримують його в керно-приймальній трубі. Під час буріння по всій довжині керно-приймальної труби відрив від вибою інструменту вкрай не бажаний, так як пелюсткам кернорвача друге спрацювання може бути руйнівним. Довжина керноприймальної труби 6 - 8 метрів.

Рис. 1.10 Шарошкова коронка



Рис. 1.11 Алмазна головка



Рис. 1.12 Кернорвач



Рис. 1.13 Керн

1.4.4 Лопатеві долота

Лопатеві долота (рис. 1.14) використовуються для буріння м'яких й слабозцементованих порід. Вони бувають, дволопатеві

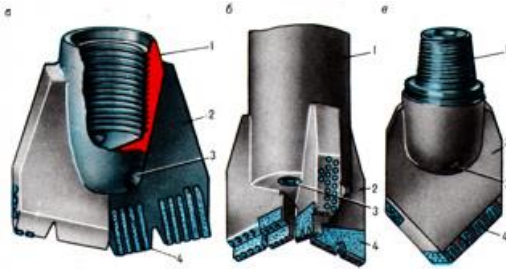


Рис. 1.14 Лопатеві долота

(а), трилопатеві (б), однолопатеві (в), складаються із корпусу з різьбою (1), лопаті (2), промивних отворів (3) та озброєння (4), котре являє собою твердий сплав. Лопатеві долота бувають двох типів М і МС.

1.4.5. Режими буріння

Основними параметрами режиму буріння є:

- осьове навантаження на долото (тон);
- частота обертання долота (об/хв.);
- продуктивність промивної рідини (л/сек.);

У результаті навантаження й обертання на долоті утворюється обертальний момент. На *усті свердловини* контролюється сумарний момент, що утворюється за рахунок моменту на долоті та моменту обертання бурильної колони. Завдання бурильника - знайти оптимальне значення перших двох параметрів за яких результат поглиблення буде результативним. При цьому критерієм, як правило, є механічна швидкість поглиблення. Так автори робіт [3,10,15] запропонували такі моделі:

$$V_t = V_0 e^{-kt}; \quad V_t = V_0 (1 + \alpha t)^{-p}; \quad V_t = V_0 (1 + \alpha t)^m; \quad (1.4)$$

де k , p , m – коефіцієнти, котрі підбираються експериментально;
 V_0 – початкова механічна швидкість буріння;
 t – поточний час.

Подібні вирази справедливі тільки в тому випадку, коли геолого-технічні умови не змінюються, що на практиці зустрічається рідко. Крім того у міру зношування долота механічна швидкість знижується, питоме навантаження на породу також зменшується. Автор роботи [9] стверджує, що ефективність об'ємного руйнування породи шарошковим долотом досягається за умови:

$$G = \alpha r_{\text{ш}} S_k, \quad (1.5)$$

де G – навантаження на долото Н;

α – факторний коефіцієнт;

$r_{\text{ш}}$ – твердість породи при вдавлюванні штампа Н/м²;

S_k - сумарна площа опорних зубів м².

При $P_{\text{ш}} S_k \leq G$ процес проходить у зоні об'ємного руйнування, при $P_{\text{ш}} S_k > G$ – у зоні руйнування від утомлюваності, або навіть в зоні стирання. Завдання визначення механічної швидкості у зв'язку зі зміною площі контакту опорних зубів розв'язано в роботах [8,10].

Авторами патенту [17] за участю автора цієї роботи запропоновано за критерій поглиблення брати мінімум енерговитрат на буріння:

$$E = \frac{4G\omega D}{3\pi D^2 V_6} = \frac{8Gn}{3DV_6}, \quad (1.6)$$

де n – частота обертання долота сек⁻¹;

G – навантаження на долото кг;

D – діаметр долота м;

V_6 - механічна швидкість буріння м/сек.

2 Структура бурових верстатів

2.1 Вишко-лебідковий блок.

2.1.1 Вишка бурова призначена для виконання спускопідйомних операцій з бурильною колоною та утримання і подачі її під час буріння, а також спуску обсадних колон у процесі кріплення свердловини.



ис. 2.1 Вишка з дерева



Рис. 2.2 Вишка «Уралмаш»



Рис. 2.3 Вишка ВЗБТ



Рис. 2.4 Вишка BENTEK



Рис. 2.5 Вишка ZJ



Рис.2.6 Вишка мобільна ZJ

Історія буріння розпочиналася з використання дерев'яних вишок (рис. 2.1). Довгий час використовувалися й продовжують використовуватися вишки баштового типу, такі як, наприклад, ВБ-53-300 заводу «Уралмаш» (рис. 2.2), а також А-подібна Волгоградського заводу бурової техніки (ВЗБТ) (рис. 2.3). Стрімкий науково-технічний прогрес привів до суттєвих змін і в нафтогазовій галузі.

Сьогодні існує дуже багато різноманітних конструктивних рішень у вишкобудуванні й лише деякі з них наведено на рисунках – рис. 2.4 - верстат німецької фірми “BENTEK”, рис. 2.5 – китайська типу ZJ, рис. 2.6 - телескопічна вишка, яка використовується на мобільних (пересувних) верстатах та супер споруди для буріння в шельфових зонах рис. 2.7.



Рис. 2.7 Морська платформа

Основний параметр, котрий характеризує вишку це вантажопідйомність (допустиме навантаження на гаку). Так, наприклад, ТОВ «ВЗБТ» пропонує на ринку ряд бурових верстатів для буріння свердловин, коротку характеристику котрих відображено в таблиці 2.1.

Наприклад, модель вишки 147'VHLSelf-Elevating Mast допускає навантаження на гак 1500000 фунтів (675 тон), а глибина буріння до 25000 футів (7625 метрів) бурильними трубами діаметром 5 ½ дюймів (139,7 мм).

Другий важливий параметр вишки - її висота, що обумовлює відповідно й довжину *свічок*. Одна свіча складається з двох, трьох або чотирьох бурильних труб. Під час спуско-піднімальних операцій бурильний інструмент піднімається з свердловини свічами, які встановлюються внизу на підсвічник (рис. 2.8), а зверху заводяться за «пальці» (рис. 2.9) між котрими облаштовується *балкон верхового робочого*. Його завдання після

відкручування та установки свічі на підсвічник, відкрити елеватор (рис. 2.24), вивести її з елеватора і встановити за палець. При спуску виконати цю операцію в зворотному напрямку.

При проектуванні свердловини вантажопідйомність вишки визначає найбільш важка обсадна колона. З відповідним запасом міцності вибирається тип вишки.



Рис. 2.8 Свічки на підсвічнику



Рис. 2.9 Свічки встановлені за «палець»

Розрахунок вантажопідйомності вишки.

Для розрахунку необхідної вантажопідйомності вишки потрібні основні параметри свердловини. Проектні рішення свердловини для прикладу приведені в таблиці 2.2. Розрахувати необхідну вантажопідйомність вишки та підібрати відповідну бурову установку виробництва ООО «ВЗТБ».

Навантаження на гаку бурового верстата дорівнює масі обсадної колони в повітрі мінус сила виштовхування буровим розчином (сила Архімеда)

$$P_z = L_k * q_k \left(1 - \frac{\gamma_p}{\gamma_z}\right) \quad (2.1)$$

де L_k – довжина колони (м);
 q_k – маса одного метра колони (кг/м)[11];
 γ_p – густина бурового розчину (кг/м³);
 γ_z – густина заліза (кг/м³);

Коротка характеристика бурових верстатів ВЗБТ

Таблиця 2.1

Буровий верстат	БУ	БУ	БУ	БУ	БУ	БУ
Характеристика	2000/125	2900/175	2900/200	3900/225	4200/250	4500/270
Навантаження на гаку тон	125	175	200	225	250	270
Умовна глибина буріння метри	2000	2900	2900	3900	4200	4500

Таблиця 2.2

Обсадна колона діаметр, товщина стілки(мм)	324 x 11	245 x 12	140 x10
Інтервал спуску (м)	0-300	0-3200	0-4100
Густина бурового розчину (кг/м ³)	1100	1150	1200
Маса одного метра колони (кг/м)	84,6	68,7	33,6

Результати розрахунків прикладу зводимо в таблицю 2.3

Результати розрахунку навантаження на гаку лебідки Таблиця 2.3

Обсадна колона діаметр, товщина стінки (мм)	324 x 11	245 x 12	140 x 10
Маса колони в повітрі (кг)	25380	219840	137760
Виштовхуюча сила (кг)	3560	32246	21085
Навантаження на гаку (тон)	21,8	188	117

Найважчою є колона 245x12. З довідника [11] вибираємо бурову установку БУ 4200/250 вантажопідйомністю 250 тон. Коефіцієнт запасу міцності складає $K_3 = 250/188 = 1,33$

2.1.2. Основа вишкового блока призначена для надання можливості розмістити на усті свердловини *противикидне обладнання (ПВО)* при її бурінні та *фонтанної арматури* при її випробовуванні, а, відповідно, і для сприйняття вертикальних навантажень від вишки та підроторних балок.



Рис. 2.10 Основа «Уралмаш»



Рис. 2.11 Основа «BENTEK»



Рис. 2.12 Основа JC70



Рис. 2.13 Основа самопідіймна

Найбільш розповсюдженою конструкцією основ є тип «вохонвох» (рис. 2.10 та 2.11), тобто декілька просторових ферм складаються одна на одну. Недоліком цілісних конструкцій (рис. 2.12) є їхні габаритні розміри, що створює проблеми при транспортуванні.

На особливу увагу заслуговують конструкції, зображені на рис. 2.13. Велика перевага їх полягає в тому, що монтаж вишки, силового блока та іншого обладнання ведеться на відносно

невеликій висоті, а після цього за допомогою спеціальних поліспастів усе піднімається догори.

Для мобільних бурових верстатів часто використовуються розсунві основи (рис. 2.14), які не сприймають навантаження від вишок, а лише від підроторних балок та підсвічника.



Рис. 2.14 Основа мобільних верстатів

2.1.3. Кронблок призначений для створення поліспасти в межах бурової вишки. [24]



Рис. 2.15 Одноосний кронблок



Рис. 2.16 Огорожа кронблока



Рис. 2.17 Двоосний кронблок

Кронблок (рис. 2.15 - 2.18) монтується зверху на вищці на підкронблокову раму 6 (рис. 2.19). Діаметр шківів 2 кронблока залежить від діаметра талевого каната, а відповідно і допустимого радіуса його згину.



Рис.2.18 Кронблок з ведучим роликом

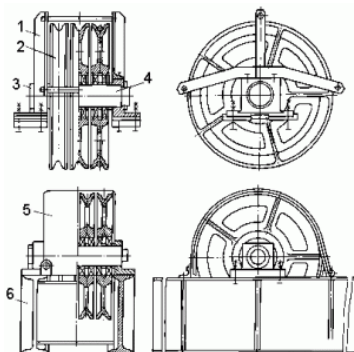


Рис.2.19 Схема кронблока

Так, наприклад, кронблок УКБА-7-600 має діаметр шківів 1400 мм, а його маса 12 тон. Залежно від розміщення бурової лебідки перший робочий шків може монтуватися на власній осі, інші – на загальній. У деяких конструкціях передбачається захисний кожух 5. Для періодичного обслуговування кронблока обов'язково робиться огорожа (рис. 2.16).

2.1.4. Гакоблок (рис. 2.20 та 2.21), талевий блок (рис. 2.22) [24] призначені для створення за допомогою сталевго каната й кронблока поліспасти в межах бурової вишки. Гакоблок найбільш розповсюджений, особливо в бурових верстатах малої та середньої вантажопідйомності.



Рис. 2.20 Гакоблок

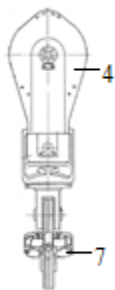


Рис. 2.21 Схema гакоблока

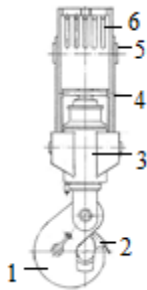


Рис. 2.22 Талевий блок



Він складається з гака 1 (рис. 2.21), виконаного таким чином, щоб у його зів можна було завести сергу вертлюга (див. рис. 2.45) і зафіксувати її там за допомогою засувки 2. Гак має два вушка 7 для підвішування штропів (рис. 2.23) на які підвішується елеватор (рис. 2.24), котрий зі свого боку захоплює бурильну чи обсадну трубу.



Рис. 2.23 Бурові штропа



Рис. 2.24 Елеватор



Рис. 2.25 Буровий гак

Навантаження передається через корпус 3, у якому розташована потужна пружина для згладжування ударів при первісному натягу талевої системи, на бокові пластини 4 і далі через вісь 5 на шківів 6.

Талевий блок відрізняється від гакоблока тільки тим, що гак (рис. 2.25) виконаний окремо і з'єднується з блоком за допомогою серги. Застосовується така конструкція в бурових верстатах великої вантажопідйомності.

2.1.5. Бурова лебідка призначена для виконання спуско-піднімальних операцій з бурильною колоною та утримання і плавної подачі її під час буріння, а також спуску обсадних колон.



Рис. 2.26 Лебідка ЛБУ-1200



Рис. 2.27 Дисківі гальма
Лебідки JC50S1



Рис. 2.28 Лебідка
GARDNERDENVER

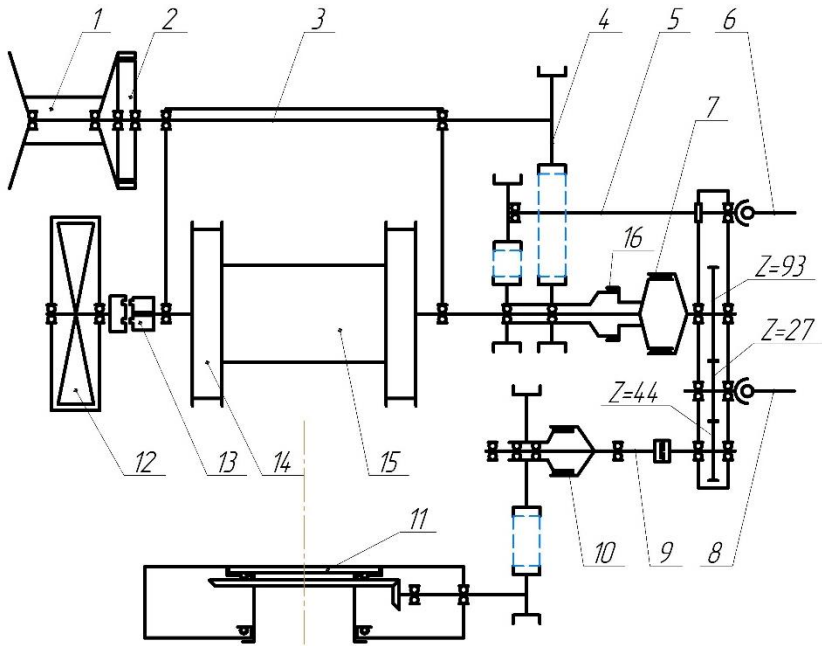


Рис. 2.29 Кінематична схема лебідки У2-5-5

Складність кінематичної схеми бурової лебідки (рис. 2.29) обумовлена тим, що при підйомі бурильної колони навантаження досягають максимальної величини і на барабані лебідки 15 виникає максимальний крутний момент, що приводить до суттєвого зменшення швидкості обертання. При спуску свічок навпаки, подачу ненавантаженого талевого блока догори бажано здійснити з максимальною швидкістю. Основним вузлом бурової лебідки є барабан, на якому призонними болтами закріплені гальмівні шківни 14. Разом зі стрічковими гальмами вони переносять одне з самих найбільших навантажень під час спуску колон, виділяючи при цьому велику кількість енергії. Бурильник через важіль 2 (рис. 2.31) передає обертальний момент на кривошипний вал 7, установлений на опорах 5.

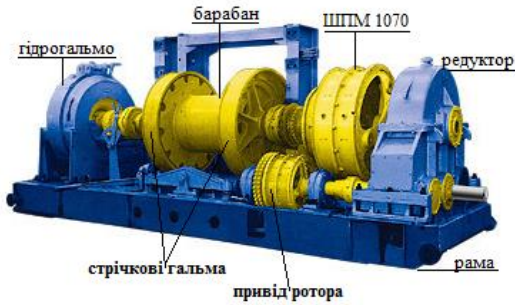


Рис. 2.30 Агрегати бурової лебідки

повітря в циліндр 8, котрий суттєво збільшує крутний момент на гальмівному валу. Протилежні кінці стрічок через тяги 13 з'єднані з балансиром 11, закріпленим на опорі 10. Величина натягу стрічок регулюється гайками та пружинним шарніром 9 з

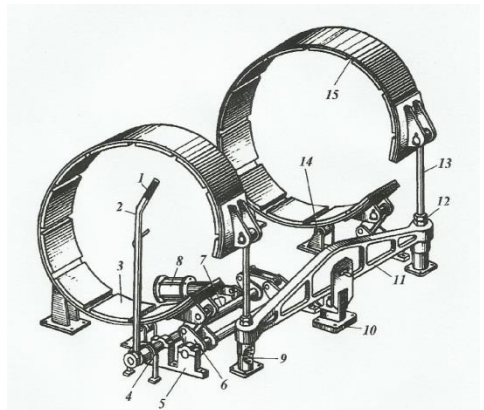


Рис. 2.31 Стрічкові гальма лебідки

стрічкового гальма не вистачає. Для розв'язання цього питання застосовують додаткове гальмівне обладнання. Найбільш розповсюдженим є гідравлічне гальмо (*гідромат*).

Так, наприклад, американська фірма PARMAC LLC виробляє цілий ряд гідроматів потужністю від 300 до 12000 кінських сил.

Рух вала через важелі 6 створює натяг гальмівних стрічок 15, на яких закріплені гальмівні колодки 3. Коли зусиль бурильника не вистачає, він, повертаючи рукоятку 1, вмикає подачу стиснутого

повітря в циліндр 8, котрий суттєво збільшує крутний момент на гальмівному валу. Протилежні кінці стрічок через тяги 13 з'єднані з балансиром 11, закріпленим на опорі 10. Величина натягу стрічок регулюється гайками та пружинним шарніром 9 з фіксацією положення контргайкою 12, а положення – підтримуючим роликом 14. Фіксатор 4 утримує важіль у заданому положенні. При спуску бурильних і обсадних колон, маса яких досягає більше сотні тон, а їхній рух є майже вільним падінням, виникає необхідність гасіння великої кінетичної енергії, при цьому зусиль

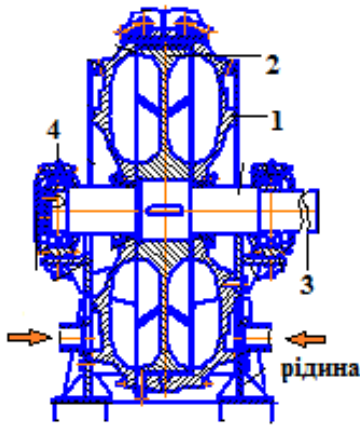


Рис. 2.32 Схема гідромату

Гідродинамічне гальмо (рис. 2.32) складається з лопатевого ротора 2 та лопатевого статора 1, порожнина між котрими заповнена рідиною (як правило, це звичайна вода). Ротор жорстко з'єднаний з валом 3, котрий обертається на підшипниках 4. При обертанні ротора утворюється великий гідравлічний опір, котрий зі свого боку утворює гальмівний момент, а його величина регулюється рівнем рідини.

У міру наростання ваги на гаку при спуску колон у свердловину гідромат наповнюється водою і за рахунок турбінного ефекту поглинає кінетичну енергію колони. Умикається гідромат за допомогою кулачкової муфти 13 (рис. 2.29). Крім гідравлічного гальма, в бурових лебідках використовуються індукційні й порошкові електромагнітні гальма. Перші засновані на взаємодії вихрових струмів якоря з магнітним потоком, що й створює гальмівний момент. Другі вирізняються тим, що повітряний простір між станиною та якорем заповнений феромагнітним порошком, котрий підвищує магнітну проникність зазору і як результат – змінює гальмівний момент.

Завдання оптимального використання потужності встановлених двигунів, наприклад, у лебідці ЛБУ-1200 (рис. 2.26) розв'язується наступним чином: з коробки передач обертальний момент передається на лебідку через кардан тихого ходу 8 (рис. 2.29) та кардан швидкого ходу 6. При вмиканні бурильником спареної *шинно-пневматичної муфти* 2ШПМ-1070 7 (ШПМ див. розділ 2.5.4) обертання від кардана тихого ходу передаються через редуктор на барабан лебідки 15. Швидкість

підйому гакоблока залежить від того, яка передача ввімкнена на коробці передач, та обертів привідних двигунів. При підйомі ненавантаженого блока, бурильник умикає ШПМ-700 16, тоді обертання від кардана швидкого ходу 6 через ланцюгову передачу (z25-z28) передається на барабан і швидкість залежить тільки від швидкості обертання двигунів. Оперативне управління лебідкою здійснюється шинно-пневматичними муфтами та стрічковим гальмом (рис. 2.31), котре встановлюється на гальмівні шківни барабана і приводиться в дію за допомогою важеля руками бурильника.

Останнім часом набувають усе більшого поширення дискові гальма, як це реалізовано на лебідці JC50S1 китайського виробництва (рис. 2.27).



Рис. 2.33 Лебідка ZJ50L

Деякі лебідки оснащені котушковим валом 3 (рис. 2.29) для використання допоміжної лебідки 1. У лебідках У2-5-5, ЛБУ 1200 та інших з головного редуктора передбачено відбір потужності для привода ротора 11. За монтажною схемою лебідка може бути розміщена або

наверху основи, тобто на рівні ротора, як це зроблено в американській установці (рис. 2.28), або внизу як в китайській установці (рис. 2.33).

Розрахунок необхідної потужності на валу лебідки

Задача – Розрахувати, яка потрібна потужність на валу бурової лебідки ЛБУ-1200 при підйомі бурильної колони діаметром 127 мм (товщина стінки труби 10 мм) довжиною 4500 метрів при оснастці талевої системи 5х6 з початковою швидкістю 0,2 м/сек. Діаметр барабана лебідки 800 мм. Збільшенням діаметра за рахунок навивання каната та наповненням свердловини розчином знехтувати.

Визначимо масу бурильної колони в повітрі

$$G_{\text{бк}} = g_{\text{пр}} * h = 33 * 4500 = 148500 \text{ кг} \quad (2.2)$$

де

h – довжина колони (м);

$g_{\text{пр}}$ – приведена маса (з урахуванням бурильних замків і висадки) бурильної колони (кг/м).

Тоді зусилля в ходовому кінці талевого каната (на лебідці) буде

$$P_{\text{л}} = \frac{G_{\text{бк}}}{2n_{\text{кб}}} = \frac{130101}{2*5} = 13010 \text{ кг}, \quad (2.3)$$

де $n_{\text{кб}}$ – кількість робочих роликів талевого блока.

Крутний момент на валу лебідки

$$M_{\text{вл}} = P_{\text{л}} * 0,5D_{\text{бл}} = 13010 * 0,5 * 0,8 = 5204 \text{ кгм} \quad (2.4)$$

де $D_{\text{бл}}$ – діаметр барабана лебідки (м).

Довжина каната за один оберт барабана становить

$$l_{\text{б}} = \pi * D_{\text{бл}} = 3,14 * 0,8 = 2,51 \text{ м} \quad (2.5)$$

Для підйому талевого блока зі швидкістю $V_{Тб} = 0,2$ м/сек потрібна швидкість обертання барабана

$$\omega_{бл} = V_{Тб} * \frac{2n_{кб}}{l_б} = 0,796 \frac{об}{сек} = 48 \text{ об/хв} \quad (2.6)$$

Тоді необхідна потужність на валу лебідки буде

$$N_{вл} = M_{вл} * \frac{\omega_{бл}}{716} = 5204 * \frac{48}{716} = 349 \text{ к. с.} \quad (2.7)$$

Інколи для збільшення швидкості спуско-піднімальних операцій при бурінні верхніх інтервалів використовується менша оснастка талевої системи, а при досягненні певної глибини робиться переоснастка на більшу.

Розрахунок барабана лебідки на міцність.

Після вибору конструкції й визначення основних розмірів барабана необхідний його розрахунок на міцність. При навиванні каната в стінках бочки барабана виникають напруги стиснення, вигину і крутіння. У зв'язку з тим, що осьовий та полярний моменти опору перерізу барабана великі, напруги вигину і крутіння, що виникають у стінці барабана, несуттєві. Тому розрахунок проводять тільки на напруження стиснення.

Задача. Перевірити напруження стиснення барабана бурової лебідки У2-5-5 при використанні талевого каната діаметром 32 мм, оснастка талевої системи 6х7.

Напруження стиснення не повинно перевищувати допустимих величин для матеріалу, з якого виготовляється барабан,

$$\sigma_{cm} = \frac{P_n A}{d_{кс}} \leq [\sigma_{cm}] \quad (2.8)$$

де

P_n – натяг ведучої гілки каната, Н;
 s – товщина стінки бочки барабана, м;

A – коефіцієнт, що залежить від числа накручених шарів і інших чинників;

$[\sigma_{cm}]$ – допустимі напруги стиснення, Па.

Конструктивно $s = 80$ мм [13];

Допустимі напруги стиснення матеріалу бочки барабана $[\sigma_{ст}] = 500$ МПа, вважаючи, що вона виготовлена з вуглецевої сталі 30.

При кількості шарів навивання $K=3$ коефіцієнт A дорівнює [13]

$$A = 1 + \frac{(2+3\lambda)}{(1+\lambda)(1+2\lambda)}, \quad (2.9)$$

де λ – коефіцієнт, що залежить від діаметра каната, модуля його пружності E_k і модуля пружності барабана,

$$\lambda = \frac{E_k d_k}{E_s}, \quad (2.10)$$

де $E_s = 2,1 \cdot 10^5$ МПа модуль пружності сталі;

E_k – модуль пружності каната, МПа,

$$E_k = \alpha E_s, \quad (2.11)$$

де $\alpha = 0,33 \dots 0,35$ [13].

$$E_k = 0,34 \cdot 2,1 \cdot 10^5 = 0,714 \cdot 10^5 \text{ МПа};$$

$$\lambda = \frac{0,714 \cdot 10^5 \cdot 0,032}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,08} = 0,136;$$

$$A = 1 + \frac{(2 + 3 \cdot 0,136)}{(1 + 0,136)(1 + 2 \cdot 0,136)} = 2,72$$

При максимальній вантажопідйомності 320 тон і оснастці талевої системи 6х7 натяг ходового кінця талевого каната дорівнює $P_n=320:12=26,7$ тон.

$$\sigma_{cm} = \frac{2,72 \cdot 261837}{0,032 \cdot 0,08} = 278201812 = 342 \text{ МПа} \leq 500 \text{ МПа}$$

Умова міцності виконується.

2.1.6. Талевий канат призначений для створення оснастки талевої системи.

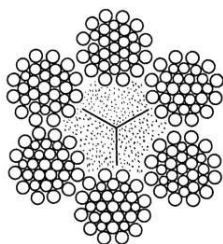


Рис. 2.34 Талевий канат на барабані Рис. 2.35 Шестипасмовий канат Рис. 2.36 Розріз каната

В більшості випадків в бурових верстатах застосовуються круглі, шестипасмові канати тросової конструкції (рис. 2.35). Кількість дротів та їх товщина можуть змінюватися залежно від конструкції каната. У центральній частині між пасмами розташована органічна серцевина, просякнута мастилом. На деяких верстатах використовуються вісьмипасмові канати (рис. 2.37) Випускаються талеві канати таких розмірів: 22; 25; 28; 32; 35; 38; 41,3; 44,5 мм типу ЛК-О та ЛК-М. Основною характеристикою каната є його зусилля розриву.

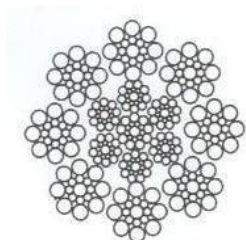


Рис. 2.37 Вісьмипласмовий канат

Під дією циклічних навантажень, перегинів на шківках і тертя при навиванні на барабан лебідки (рис. 2.34) канат зношується та руйнується. Найбільш вразливим місцем є його ходовий кінець.

На барабані лебідки на канат впливають найбільші лінійні швидкості, найбільші динамічні навантаження й інше, а протилежна, нерухома частина каната схильна лише до циклічних розтяжних зусиль. З метою раціонального використання талевого каната виникла необхідність періодичного його перепуску, тобто викидання зруйнованої частини та поповнення відповідно з котушки запасу. Правилами ведення бурових робіт установлюється кількість допустимих обривів дроту на одному кроці навивання та інші вимоги, при яких необхідно виконати перепуск каната. У таблиці 2.4 приведені характеристики талевого каната ЛК-О.

Характеристика талевого каната ЛК-О

Таблиця 2.4

Діаметр каната (мм)	Площа січення перерізу (мм ²)	Маса каната (кг/м)	Зусилля розриву (кН.)	Діаметр дроту (мм)
22,0	204	1,9	320	1,0
25,0	301	2,66	460	1,6
28,0	377	3,38	576	1,8
32,0	473	4,20	719	2,0
35,0	564	5,05	863	2,2
38,0	673	5,98	1022	2,4
41,3	712	6,6	1120	2,6
44,5	767	8,2	1200	2,8

Для вимірювання зусиль натягу каната, а відповідно і навантаження на гаку бурового верстата найбільше використовується гідравлічний індикатор ваги з маркуванням ГИВ-6 (рис. 2.38) [25] у якому датчиком виступає гідравлічний трансформатор. За рахунок згину каната в трансформаторі

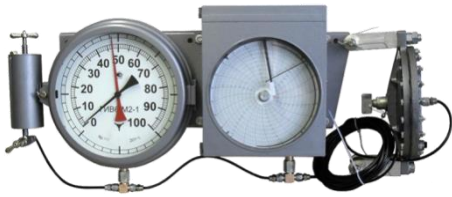


Рис.2.38 ГИВ-6

виникає нелінійність виміру, тому показуючий прилад градуований не в тонах, а в умовних поділках, де їх значення різні. До кожного приладу додається таблиця градуювання, що виконується в лабораторних умовах.

Існують й інші способи визначення зусиль натягу каната. Так, наприклад, за участю автора роботи запропоновано метод вимірювання зусиль натягу каната [18]. В основу винаходу поставлена стабільність модуля Юнга каната. Це дає підставу використовувати як чутливий елемент для визначення зусиль у

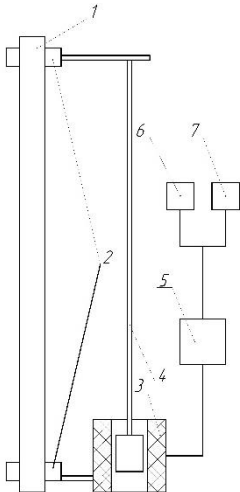


Рис.2.39 Схема вимірювання зусиль в талевому канаті

ньому сам канат. Це завдання розв'язується таким чином. За допомогою затискачів на нерухомому кінці талевого каната виділяється його контрольна ділянка довжиною L , і за відомим співвідношенням вимірюється його абсолютне подовження ΔL одним з відомих методів:

$$\Delta L = \frac{PL}{EF}, \quad (2.12)$$

де P – зусилля в канаті, Н;
 L – довжина контрольної ділянки каната, м;
 E – модуль Юнга каната, Н/м²;
 F – площа перерізу каната, м².

На рис. 2.39 наведена структурна схема вимірювача зусиль у нерухомому кінці талевого каната, реалізована запропонованим способом. Вона складається з: каната 1; двох затискачів 2, зафіксованих на канаті на відстані L один від одного; диференційного трансформатора 3; феромагнітного сердечника 4; перетворювача переміщень сердечника диференційного трансформатора в пропорційне напрузі постійного струму 5; показуючого приладу 6 та самописного приладу 7. Вимірювання зусилля на нерухомому кінці талевого каната запропонованим способом здійснюється таким чином. При зусиллі, що дорівнює нулю, переміщенням феромагнітного сердечника 4 встановлюють нуль, на що вказує прилад 6 і самописний прилад 7. Сердечник 4 фіксується щодо верхнього затиску 2. Диференційний трансформатор зафіксований стосовно нижнього затиску 2. У разі навантаження канат деформується за законом Гука. Його видовження дорівнює переміщенню сердечника, що і фіксує прилад.

2.1.7. Механізм кріплення нерухомого кінця талевого каната (МКНК) призначений для надійної фіксації та надання можливості його періодичного перепуску. Конструктивно механізм може бути одно (рис. 2.40) або двоосним (рис. 2.41). Механізм складається з барабана 6, діаметр якого відповідає допустимим радіусам згину каната, осей 7,9, котрі встановлені на підшипниках 8, 10, затискача 3, основи 1, яка надійно кріпиться до основи вишки. Стопорний палець 11 фіксує положення, а захисна планка 12 не дозволяє спадати канату з барабана. Нерухомий кінець талевого каната 5 з метою збільшення сили тертя робить декілька обертів навколо барабана та через затискач 3 виходить на котушку, де зберігається його запас. Затискач має таку конструкцію, щоб при затисканні не був пошкоджений канат.

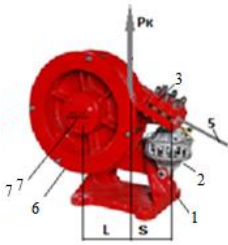


Рис. 2.40 МКТК

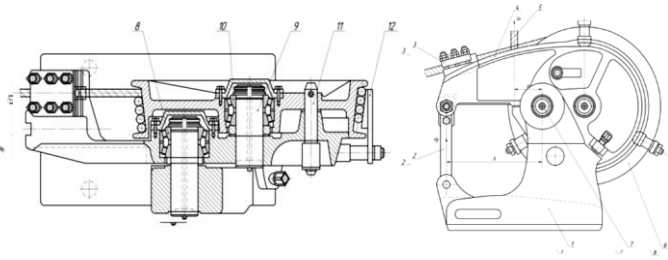


Рис. 2.41 Схема МКТК

Консольна конструкція барабана дозволяє легко знімати канат з барабана при перепуску. За допомогою датчика зусилля 2 й важеля 4 вимірюється зусилля натягу нерухомого кінця (P_{∂}), а відповідно і зусилля на гаку бурового верстата.

$$P_{\kappa} = P_{\partial} \frac{Ln_{m\bar{o}}}{S}, \quad (2.13)$$

де L – відстань від осі механізму до осі нерухомого кінця каната;

S – відстань від осі датчика до осі нерухомого кінця каната;

$n_{m\bar{o}}$ – кількість задіяних шківів талевого блока;

P_{∂} – осьове зусилля датчика.

2.1.8 Талева система бурового верстата (рис. 2.42 та 2.43) призначена для збільшення зусилля на гаку при підйомі бурильної та обсадної колон ($P_{\text{в}}$) порівняно із зусиллями натягу каната лебідки ($P_{\text{л}}$) і перетворення обертового руху барабана лебідки в поступальний рух гакоблока. В умовах бурової основним вантажем талевої системи є бурильні, обсадні, насосно-компресорні труби й інший інструмент та обладнання. До складу талевої системи входять нерухомий кронблок, рухомий талевий блок або гакоблок (якщо конструктивно блок і гак виконані разом), талевий канат,

лебідка та пристрій для кріплення нерухомого кінця талевого каната. Усі елементи талевої системи більш детально описані в попередніх розділах.

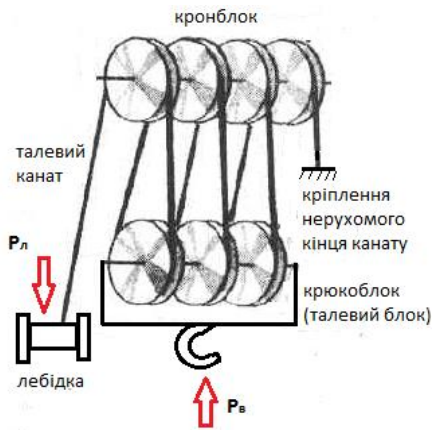


Рис. 2.42 Схема талевої системи

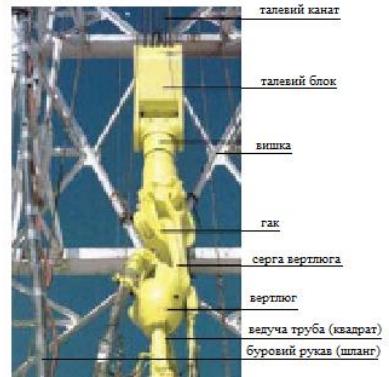


Рис. 2.43 Талева система

Оснастка талевої системи бурових верстатів залежно від кількості задіяних шківів (роликів) блоків буває: 3x4 (як на рис. 2.42); 4x5; 5x6; 6x7. Відповідно і кількість робочих струн каната талевого блока буде 6, 8, 10, 12, що відображає відношення P_B до P_L . На практиці бурильні та обсадні колони сягають сотні тон, тоді й зусилля натягу каната на лебідці – десятків тон. Наприклад, навантаження на гаку 140 тон при оснастці 6x7 створює зусилля на ходовому кінці каната 23,3 тони й відповідно таке ж зусилля на нерухомому кінці талевого каната.

2.1.9. Вертлюг та буровий шланг (рукав)



Рис. 2.44 Вертлюг

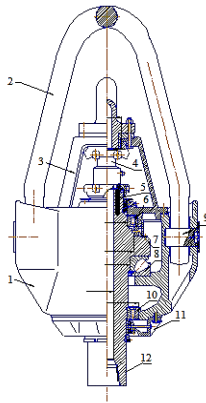


Рис. 2.45 Схема вертлюга

Вертлюг (рис. 2.44) призначений для утримання і подачі у свердловину бурильної колони під час буріння та забезпечення подачі промивної рідини. Вертлюг (рис. 2.45) складається з корпусу 1, котрий утримується на гаку гакоблока за допомогою серги 2. Серга з корпусом з'єднані шарнірними пальцями 9. В корпусі на головній опорі 8 установлена основна і єдина деталь, котра обертається – ствол вертлюга 12. Для сприйняття радіальних навантажень у корпусі наявні верхня 7 та нижня 10 радіальні опори. В корпус наливається мастило, для утримання якого в нижній кришці 11 встановлене ущільнення. До кронштейна 3 на верхній кришці 6 знизу кріпиться «грязева» трубка 4, котра заходить у ствол вертлюга.



Рис. 2.46 Буровий шланг

Між «грязевою» трубкою і стволом знаходиться ущільнення 5. Це дає змогу через буровий шланг (рис. 2.46) підвести й подати у ствол вертлюга і далі через ведучу бурову трубу (квадрат) промивну рідину на вибій свердловини. Залежно від глибини свердловини, а відповідно довжини та маси бурильної колони вертлюги мають свою основну

технічну характеристику – вантажопідйомність, яка сягає від 50 до 600 тон .

2.1.10. Ротор (рис. 2.47) призначений для передачі крутного моменту бурильній колоні та утримання бурильної й обсадної колон в підвішеному стані під час їх спуску та підйому.

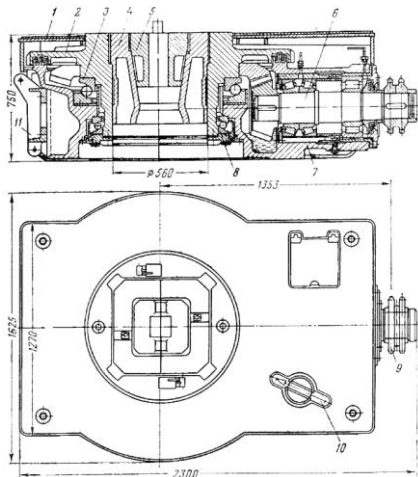


Рис. 2.48 Схема ротора

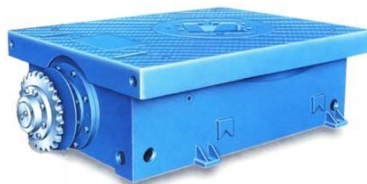


Рис. 2.47 Ротор



Рис. 2.49 Шинно-пневматична муфта ротора

Ротор установлюється на підроторних балках, які кріпляться до основи вишко-лебідкового блока. Корпус 7 (рис. 2.48) виконаний суцільнолитим, масло наповненим. У ньому розташовані всі його деталі. Стіл ротора 2 є його основна рухома частина. За допомогою вкладишів 4 й клинів 5 оберти передаються на ведучу бурильну трубу. Стіл ротора обертається на головній кульовій опорі 3, а радіальні навантаження від привідного вала 6 та інших джерел сприймає допоміжна опора 8. Закривається ротор кришкою 1, яка знизу має лабіринтне ущільнення. На одному кінці

привідного вала встановлена ланцюгова зірка 9, крутний момент на котру передається з роторного вала бурової лебідки. На протилежному кінці вала розміщено конічну шестерню, яка приводить у рух вінець а, відповідно, і стіл ротора. За необхідності останній фіксується стопором 10.

У різних бурових верстатах привід ротора реалізований по різному. Так, наприклад, у верстаті БУ-75 привід ротора здійснюється безпосередньо асинхронним електричним двигуном «вал у вал». Конструктивно це – найпростіший варіант, але його головний недолік – неможливість регулювання частоти обертання, що при бурінні дуже важливо. У бурових верстатах китайського виробництва серії ZJ привід ротора здійснюється через цепний редуктор та шинно-пневматичну муфту (рис. 2.49).

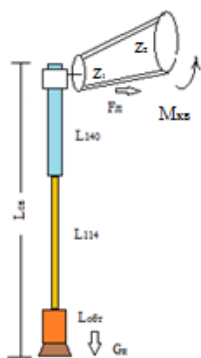


Рис. 2.50 Схема привода ротора

Розрахунок крутного моменту на валу ротора.

Задача. Розрахувати крутний момент на валу привода ротора бурової лебідки У2-5-5 та зусилля в ланцюгу з використанням ротора Р-700 при бурінні вертикальної свердловини глибиною $L_{св} = 5300$ метрів бурильними трубами першою секцією діаметром 140 мм і довжиною $L_{140} = 2000$ метрів, другою секцією діаметром 114 мм, обважненими бурильними трубами (ОБТ) діаметром 178 мм та шарошковим долотом 215,9 мм з навантаженням на нього 18 тон і швидкістю обертання 80 об/хв. Густина бурового розчину 1670 кг/м^3 .

Складаємо розрахункову схему (рис. 2.50)

де $L_{св}$ – глибина свердловини м;

L_{140} – довжина туб діаметром 140 мм (м);

L_{114} – довжина труб діаметром 114 мм (м);
 $L_{обт}$ – довжина ОБТ (м);
 Z_1 – кількість зубів зірочки ротора ($Z_1=21$ [13]);
 Z_2 – кількість зубів зірочки привода ($Z_2=45$ [13]);
 F_l – зусилля в ланцюгу (кг);
 $M_{кр}$ – крутний момент на валу привода ротора;
 G_{δ} – навантаження на долото (тн);

З метою недопущення переходу режиму стиснення на бурильні труби маса ОБТ, як вимагають єдині технічні правила (ЄТП) ведення робіт, повинна перевищувати навантаження на долото на 25% тоді маса ОБТ:

$$G_{обт} = 1,25 * G_{\delta} = 1,25 * 18 = 22,5 \text{ т} \quad (2.14)$$

Довжина ОБТ:

$$L_{обт} = \frac{G_{обт}}{q_{обт}}, \quad (2.15)$$

де $q_{обт}$ – маса одного погонного метра ОБТ
 $(q_{обт}=163 \text{ кг/м [5]},$

тоді

$$L_{обт} = 22500/163 = 138 \text{ м.}$$

Таким чином, навантаживши на долото 18 тон , ми матимемо нейтральне навантаження в перерізі ОБТ на відстані від вибою $138 \times 0,75 = 103,5$ метра, тобто нижня частина ОБТ буде стиснута, верхня частина та бурильні труби – розтягнені, що відповідає вимогам ЄТП.

Довжина другої секції бурильних труб

$$L_{114} = L_{св} - L_{140} - L_{обт},$$

$$L_{114} = 5300 - 2000 - 138 = 3162 \text{ м}$$

Крутний момент на роторі при бурінні:

$$M_{кр} = 9740 \frac{N_{\delta} + N_{\delta}}{n} \quad (\text{Нм}), \quad (2.16)$$

де $N_{\bar{\sigma}k}$ – потужність, яка необхідна для обертання бурильної колони (Вт);

$N_{\bar{\sigma}}$ – потужність, яка необхідна на обертання ротора (Вт);

n – швидкість обертання стола ротора (об/хв.).

Потужність, яка потрібна для обертання бурильної колони, визначається за формулою Федорова В.С.

$$N_{\bar{\sigma}k} = c_1 * n^{1,5} * D_{\bar{\sigma}}^{0,5} * \gamma_p * D_{\bar{\sigma}m}^2 * L_{\bar{\sigma}m}, \quad (2.17)$$

де c_1 – коефіцієнт, котрий залежить від викривлення свердловини (для вертикальних свердловин $c_1 = 13,5 * 10^{-4}$);

$D_{\bar{\sigma}}$ – діаметр долота (м);

γ_p – густина бурового розчину (кг/м³);

$d_{\bar{\sigma}m}$ – діаметр бурильних труб (м);

$L_{\bar{\sigma}m}$ – довжина бурильних труб (м).

Тоді необхідна потужність для обертання секцій бурильної колони буде:

$$N_{140} = 13,5 * 10^{-4} * 80^{1,5} * 0,2159^{0,5} * 0,140^2 * 1670 * 2000 = 29,4 \text{ кВт};$$

$$N_{114} = 13,5 * 10^{-4} * 80^{1,5} * 0,2159^{0,5} * 0,114^2 * 1670 * 3162 = 30,8 \text{ кВт};$$

$$N_{\bar{\sigma}m} = 13,5 * 10^{-4} * 80^{1,5} * 0,2159^{0,5} * 0,178^2 * 1670 * 138 = 3,28 \text{ кВт}.$$

А для всієї колони:

$$N_{\bar{\sigma}k} = 29,4 + 30,8 + 3,28 = 63,5 \text{ кВт}.$$

Потужність, яка необхідна для обертання долота

$$N_{\bar{\sigma}} = c_2 * n * D_{\bar{\sigma}}^{0,4} * G_{\bar{\sigma}}^{1,3} * 10^{-4} \text{ кВт}. \quad (2.18)$$

де c_2 – коефіцієнт тривкості порід
(для середніх порід $c_2 = 6$ [35]);

тоді

$$N_{\bar{\sigma}} = 6 * 80 * 0,2159^{0,4} * 18000^{1,3} * 10^{-4} = 8,85 \text{ кВт};$$

$$M_{кр} = 9740 \frac{63,5+8,85}{80} = 8808 \text{ Нм} .$$

Передавальне число конічної зубчатої передачі ротора Р-700 становить $i_{зп} = 3,61$ [13]. Тоді крутний момент на привідному валу ротора:

$$M_{ер} = M_{ер} * i_{зп} = 8808 * 3,61 = 31797 \text{ Нм}.$$

При експлуатації ротора Р-700 зірочка на його валу може мати 19 або 25 зубів. Оскільки глибина свердловини велика, для зменшення кількості обертів ротора використовується 25. Діаметр ділильного кола зірочки дорівнює

$$D_d = \frac{P}{\sin(\frac{\pi}{z})}, \quad (2.19)$$

де P – крок ланцюга 2ПР-50,8-453,6 дорівнює 50,8 мм і розривне зусилля $F_p = 453,6$ кН [13].

Діаметр ділильного кола буде зірочки

$$D_{dp} = \frac{50,8}{\sin(\frac{3,14}{21})} = 341 \text{ мм}.$$

Зусилля в ланцюгу привода ротора

$$F_l = \frac{2M_{кв}}{D_{dp}} = \frac{2*31797}{0,341} = 186492 \text{ Н}. \quad (2.20)$$

Коефіцієнт запасу міцності складає

$$\kappa_M = \frac{F_p}{F_l} = \frac{453600}{186492} = 2,4.$$

2.1.11. Пневматичні клини ротора (ПКР) (рис. 2.51) призначені для механізованого захоплення, утримання та звільнення бурильних і обсадних труб при спуско-піднімальних операціях у процесі буріння та кріплення нафтових і газових свердловин. ПКР монтують у роторі.



Рис. 2.51 ПКР



Рис. 2.53 Сухари ПКР

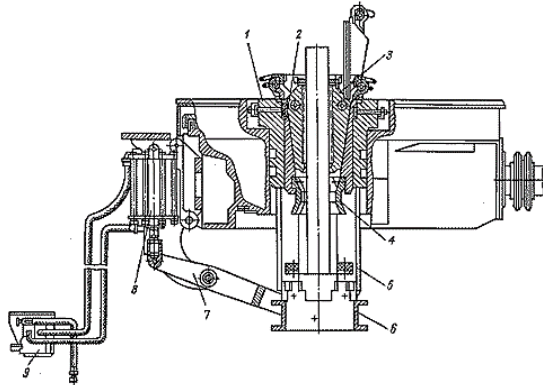


Рис. 2.52 Схема ПКР

За конструкцією ПКР аналогічні й різняться тільки розмірами, що визначаються масою і діаметрами бурильної та обсадної колон, а також розмірами ротора. ПКР містить такі основні вузли (рис. 2.52): пневматичний одноциліндровий домкрат 8 для опускання, підйому і підтримки клинів на місці, важіль 7 що з'єднує домкрат із тримачем клинів, утримувачі клинів 5 з обертовим кільцем 6, комплекти клинів у зборі 3, направляючу клинів 2, педальний клапанний кран управління 9, встановлений біля пульта бурильника, і раму 1, прикріплену до ротора.

ПКР блокований із приводом ротора так, що при піднятому клиновому захопленні унеможливується обертання стола ротора. Під час буріння клини прибираються і замінюються клинами під ведучу трубу, а стійки з кільцем

опускаються в крайнє нижнє положення. Управління ПКР здійснюється педальним краном.

Пневматичні клинові захоплювачі ПКР-560 постачаються з комплектом клинів для роботи з трубами діаметром: 73, 89, 114, 127, 140, 146 та 168 мм. ВО «Уралмаш» випускає ПКР-720 аналогічної конструкції для труб діаметром до 299 мм. Ці клинові захоплювачі призначені для роторів з діаметром прохідного отвору 560 і 720 мм. Клин ПКР мають змінні сухарі (рис. 2.53). Застосування пневматичних клинових захоплювачів значно полегшує умови праці при спуско-піднімальних операціях.

2.1.12. Верхній привід (рис. 2.54) призначений для утримання і подачі у свердловину бурильної колони під час буріння, забезпечення подачі промивної рідини (роль вертлюга) та передачі крутного моменту бурильній колоні (роль ротора). Застосування верхнього привода суттєво скоротило час на нарощування бурильного інструменту, оскільки не використовується ведуча бурильна труба й



Рис. 2.54 Верхній буровий привід

вертлюг, які при кожному нарощуванні потрібно відкручувати та ставити в шурф. При застосуванні сучасного породоруйнівного інструменту механічна швидкість буріння відносно зросла, тому скорочення часу на нарощування значно підвищило показники буріння.

2.1.13. Ключ буровий (рис. 2.55) призначений для згвинчування та розгвинчування бурильних труб при спуско-піднімальних операціях і нарощуванні бурильної колони. В окремих випадках використовується для згвинчування обсадних труб, якщо є відповідність діаметрів.

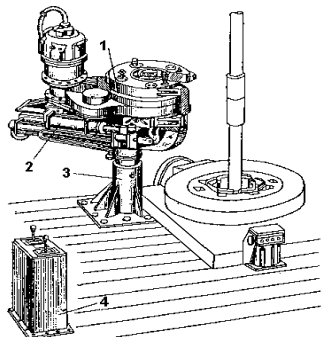


Рис. 2.55 Ключ буровий АКБ-3М Рис. 2.56 Основні вузли бурового ключа

Ключ установлюється на індивідуальній стійці 3 (рис. 2.56) біля ротора таким чином, щоб при подачі ключа вперед за допомогою пневмоциліндра 2, збіглись осі бурильної колони та виконавчого механізму ключа 1. Після цього за допомогою пневмоциліндра та спеціальних сухарів затискається нижня частина бурильного замка, що попереджує обертання труб у роторі. Привід ключа здійснюється пневмодвигуном (в окремих моделях електродвигуном). Виконавчий механізм сконструйований таким чином, що при обертанні за годинниковою стрілкою він автоматично за допомогою ексцентрично встановлених сухарів захоплює верхню частину бурильного замка і відбувається згвинчування труб, при обертанні в протилежному напрямку – розгвинчування. Управління процесом здійснюється з пульта 4. Коли обертового моменту ключа не вистачає, докріплюють або розкріплюють труби машинними ключами (рис. 2.58).

2.1.14. Ключі машинні (рис. 2.57) призначені для докріплювання та розкріплювання бурильних і обсадних труб. Два ключі протилежної дії підвішуються на сталевому канаті 1, котрий проходить через ролик, закріплений на підкронблоковій рамі та на протилежному кінці має противагу що дорівнює масі ключа (біля 150 кг). Противага

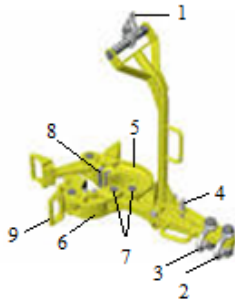


Рис. 2.57 Ключ машинний буровий



Рис. 2.58 Використання машинних ключів

розміщується під підлогою бурової. Це дозволяє легко регулювати положення ключа у вертикальній площині для докріплювання або розкріплювання труб. Довжина підвісного каната (біля 40 метрів) дозволяє легко переміщувати ключ у горизонтальній площині. Горизонтальність самого ключа регулюється болтом 4. Серга 2 приєднується до робочих сталевих канатів. Робочий канат одного ключа приєднується до надійної опори, другий, як правило, до штока пневмоциліндра, а до серги 3 приєднуються страхові канати, довжина яких перевищує довжину робочих канатів. До корпусу ключа на шарнірних пальцях 7 приєднується постійна щелепа 5 та змінна (залежно від діаметра труб) щелепа 6, котрі мають змінні сухарі 8. Операції виконуються двома ключами (рис. 2.58). При виконанні операцій з ключами, робочі обов'язково залишають зону дії ключів.

2.1.15. Пульт бурильника призначений для контролю й управління основними агрегатами та механізмами бурового верстата. Довгий час існують пульти (рис. 2.59), які являють собою металеву тумбу, в котрій розміщені пневматичні крани для вмикання чи вимикання тих чи інших механізмів. Пізніше з'явилися пульти вертикального розміщення (рис. 2.60) і табло відображення параметрів буріння (рис. 2.61). Сучасні бурові верстати оснащені окремою кабіною бурильника (рис. 2.62), де зосереджено повний контроль за параметрами, а також засоби управління діючим процесом.



Рис. 2.59 Пульт бурильника «Уралмаш»



Рис. 2.60 Пульт GARDNER DENVER



Рис. 2.61 Пульт Martin Decker



Рис. 2.62 Пульт BENTEK

Пульт бурильника дає змогу вмикати та вимикати:

- головний привід силового блока;
- привід бурової лебідки (швидкий або повільний хід);
- привід ротора;
- пневмоциліндр машинного ключа;
- пневматичне гальмо бурової лебідки,

а також контролювати:

- навантаження на гаку талевої системи;
- навантаження на породоруйнівний інструмент;
- частоту обертання стола ротора;
- тиск на викиді бурових насосів;
- крутний момент стола ротора;

У переліках указані основні можливості пульта бурильника. В сучасних пультах функціональні можливості набагато більші.

Автори патенту [20] за участю автора цієї роботи запропонували систему контролю та вимірювання параметрів процесу буріння, вона виконана у вигляді: окремих модулів контролю й вимірювання кожного параметра з відповідними датчиками, блоком узгодження виходів модулів, блоком накопичення результатів вимірювання з відокремлюваним носієм інформації, з якого вона зчитується на сторонній ПЕОМ, самописними приладами, цифровими індикаторами та адаптерами датчиків, і кожний модуль містить програмований контролер вимірювання, керований мікропроцесором за алгоритмом, запрограмованим у мікросхемі пам'яті. Виготовлена система пройшла випробовування.

Усі без винятку системи контролю використовують первинні датчики. Їх різновидів дуже багато, тому тут є посилення тільки на ті, в яких автор брав участь в розробках [17,18,19,21].

2.1.16. Допоміжна лебідка призначена для підйому труб, елеваторів, ключів та інших деталей і вузлів, вага яких не дозволяє підіймати вручну. Допоміжна лебідка може бути виконана як окремим агрегатом (рис. 2.63), де приводом лебідки є пневмодвигун (може бути електродвигун або гідравлічний двигун) так і безпосередньо на буровій лебідці (рис. 2.29, поз.1). Сталевий канат допоміжної лебідки проходить через ролик, котрий кріпиться на підкронблоковій рамі, що дозволяє переміщати вантажі в межах робочої площадки та містків.



Рис.2.63 Допоміжна лебідка

2.1.17. Містки та стелажі призначені для розміщення бурильних, обсадних труб та іншого інструменту. Конструктивно вони можуть бути виконані як на певній висоті над землею (рис. 2.64), така конструкція переважає в бурових верстатах ВО «Уралмаш» так і безпосередньо на землі, наприклад німецької фірми «BENTEK» (рис. 2.65). У цьому варіанті містки оснащені допоміжною лебідкою.



Рис. 2.64 Містки ВО «Уралмаш»



Рис. 2.65 Містки BENTEK

2.1.18. Кран консольно-поворотний (рис. 2.66) призначений для переміщення вантажів у межах містків та стелажів. Він складається з основи, стійки, стріли, на якій установлений електротельфер. Вантажопідйомність крана, як правило, 3 тони.



Рис. 2.66 Кран консольно-поворотний КПБ-3

2.1.19. Елеватори призначені для захоплення та утримання бурильних, обсадних і насосно-компресорних труб (НКТ) при виконанні спуско-піднімальних операцій та нарощуванні [26]. Елеватори підвішуються за вушка елеваторів, куди заводяться штропа (рис. 2.23). Вушка обов'язково мають фіксуючий пристрій. Дверці елеватора також в закритому стані фіксуються спеціальним пристроєм.



Рис. 2.67 Елеватори для бурильних труб



Рис. 2.68 Елеватори обсадних труб і НКТ

2.2 Силовий блок

2.2.1. Дизельні двигуни бурових верстатів призначені для привода виконавчих агрегатів і вузлів, таких як бурова лебідка, ротор, допоміжна лебідка, бурові насоси, компресор та генератор струму.

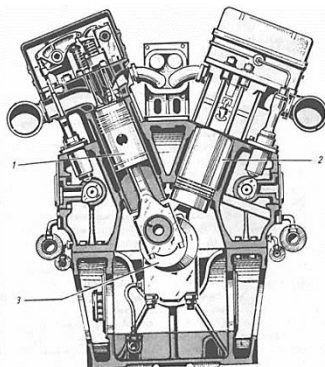


Рис. 2.69 V-подібний дизельний двигун

Найбільш поширеними двигунами є V-подібні дизельні двигуни потужністю 400–500 кінських сил (рис. 2.69). Конструктивно дизельні двигуни перетворюють теплову енергію згоряння палива в механічну енергію обертання колінчатого вала. Основними елементами двигуна є поршні 1, які сприймають тиск від розширення продуктів згоряння і рухаються в циліндровій гільзі 2, де шатуни та колінчатий вал 3 перетворюють поступальний рух в обертальний. Кількістю палива регулюється швидкість обертання й крутний момент, добуток яких дає відповідну потужність. Двигуни мають системи забезпечення, такі як газорозподільча, охолодження, змащування, запуску та контролю. Оскільки теплові втрати у двигунах великі, ККД дизельних двигунів наявне в межах 40–45%. Для забезпечення необхідної потужності на бурових верстатах установлюється по декілька двигунів.

В українських бурових компаніях широко застосовуються дизельні двигуни WOLA, CATERPILLER та подекуди В2-450. Їх робоча частота обертання коливається в межах від 800 до 1800 об/хв.

2.2.2. Редуктор призначений для зменшення кількості обертів двигуна, а відповідно збільшення крутного моменту. Редуктор є першою ланкою в кінематичній схемі після двигуна. Так, наприклад, на бурових верстатах «Уралмаш 3Д» застосовується редуктор РЦ-1,53 (рис. 2.70). У ньому використовуються циліндричні шестірні – ведена 1 та провідна 2 з передавальним числом 1,53. Передавальне число – це відношення діаметрів робочих шестерень

$$i = \frac{D_B}{D_n}, \quad (2.21)$$

де D_B – діаметр веденої шестірні;

D_n - діаметр провідної шестірні.

Або це відношення кількості зубів веденої шестірні до кількості зубів провідної.

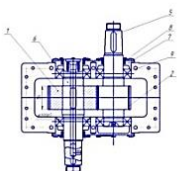
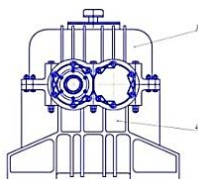


Рис. 2.70 Редуктор РЦ-1,53

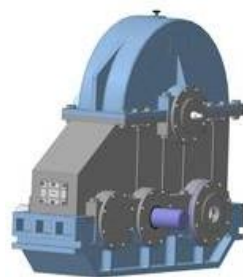


Рис. 2.71 Редуктор лебідки У2-5-5

Залежно від передавального числа на його величину кількість обертів на виході з редуктора зменшується, а крутний момент збільшується. Шестірні через шпонки з'єднуються відповідно з провідним 5 та веденим 6 валами. Останні установлюються на підшипниках 9, установлених між корпусом 4 та кришкою 3. Ущільнення 8 утримуються кришками 7. Максимальний крутний момент на провідному валу становить 230 кгм, максимальне число обертів його становить 1600 об/хв. Змащуються шестірні за допомогою масляної ванни, а підшипники розбризкуванням. Одним з основних параметрів шестірні є модуль. Модуль це є відношення дільного діаметра шестірні до кількості зубців. Між двигуном і редуктором установлюється еластична муфта, розрахована на вихідні характеристики двигуна.

Більш потужний двоступеневий редуктор (рис. 2.71) установлений безпосередньо на буровій лебідці, котрий передає обертальний рух на барабан лебідки та ротор. Передавальне число основної ланки редуктора становить 3,44, а вихідні моменти 110 кНм та 14 кНм.

2.2.3. Клинопасова передача бурового верстата



Рис. 2.72 Клинопасова передача

призначена для сумування потужності декількох двигунів і передачі обертового руху на бурову лебідку, ротор та на бурові насоси. Так, наприклад у буровому верстаті «Уралмаш 3Д» три дизельних двигуни з'єднані між собою за допомогою шківів діаметром 560 мм та 16 клиновими пасами

(рис. 2.72). У приводі бурових насосів застосовується клинопасова передача, яка знижує оберти за рахунок різниці в діаметрах шківів 630x1400 мм або 630x1600 мм (рис. 2.73).

Перевагами пасової передачі є:

- можливість передавання руху між валами, що розміщені на значній відстані;
- плавність роботи, яка обумовлена еластичністю пасів;
- запобігання різкому перевантаженню елементів машини внаслідок пружності пасів;
- відносно високий ККД.

Недоліки пасової передачі:

- неможливість виконання малогабаритних передач;
- несталість передавального числа через можливе проковзування пасів;
- підвищене навантаження валів та їхніх опор, що пов'язано з потребою достатньо високого попереднього натягнення пасів;
- низька довговічність приводних пасів.

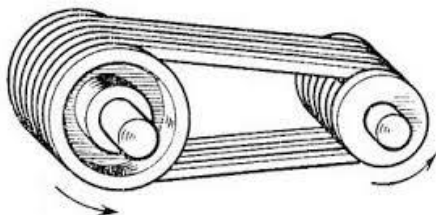


Рис.2.73 Схема клинопасової передачі

2.2.4. Ланцюгові передачі призначені для передачі крутного моменту в трансмісіях бурових верстатів. Залежно від навантаження застосовуються одно (рис. 2.74), дво і трирядні (рис. 2.75) ланцюги з різним кроком та діаметром ролика (таблиця 2.5).

Ланцюги складаються з внутрішніх і зовнішніх пластин, які працюють на розрив, валиків, котрі працюють на зріз, та втулок і роликів, що працюють на стиск. Залежно від умов, ланцюгові передачі працюють у масляній ванні, як за найбільш сприятливих умов, або в повітряному просторі, як це передбачено в приводі ротора бурових верстатів заводу «Уралмаш». Змащування в такому випадку здійснюється консистентним мастилом.

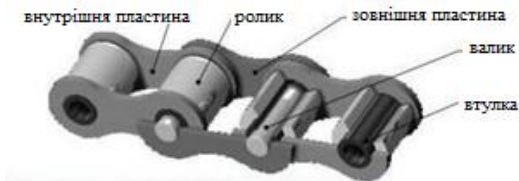


Рис.2.74 Однорядний ланцюг



Рис.2.75 Трирядний ланцюг

Параметри ланцюгів

Таблиця 2.5

Крок ланцюга (мм)	25,40	31,75	38,10	44,45	50,80
Діаметр ролика (мм)	15,87	19,05	22,22	25,40	28,57
Рядність	1	1	1	2	2

Наприклад, у китайських бурових верстатах серії ZJ використовується ланцюговий сумуючий редуктор двигунів на приводі (рис. 2.76), в американському буровому верстаті GARDNERDENVER 1500 ланцюгова коробка передач умонтована безпосередньо в бурову лебідку, а швидкості перемикаються на пульті бурильника (рис. 2.77).



Рис. 2.76 Ланцюговий редуктор ZJ70



Рис. 2.77 Лебідка GARDNERDENVER1500

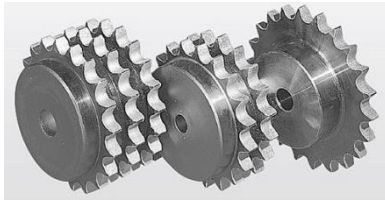


Рис. 2.78 Зірочки ланцюгових передач

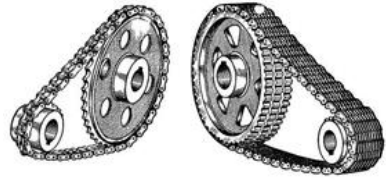


Рис. 2.79 Ланцюгові передачі

Крім ланцюга в передачі обов'язково використовуються зірочки (рис. 2.78 та 2.79), які з'єднуються з валами, як правило, за допомогою шпонок. Визначальним параметром ланцюгової передачі є крутний момент, а відповідно до діаметра зірочки і зусилля в ланцюгу. Отже розривне зусилля ланцюга – основний параметр його характеристики. Наприклад, розривне зусилля дворядного ланцюга кроком 44,45 мм становить 192,4 кН.

Переваги ланцюгової передачі:

- дозволяє передавати рух на значні відстані;
- габаритні розміри менші ніж у пасової передачі;
- сталість середнього за один оберт передатного відношення;
- можливість передачі руху одним ланцюгом кільком валам.

Недоліки ланцюгової передачі:

- витягування ланцюга через спрацювання шарнірів, ослаблення натягу, необхідність застосування механізмів для регулювання натягу;
- нерівномірність руху ланцюг і пов'язані з цим динамічні явища, підвищений шум;
- низька кінематична точність при реверсуванні;
- необхідність безперервного догляду, змащування.

2.2.5. Коробка передач призначена для регулювання швидкості, а відповідно і крутного моменту, які передаються на барабан бурової лебідки та ротор. Коробка передач КПЗ-900Д (рис. 2.80), застосовується в бурових верстатах «Уралмаш 3Д». На виході вона має на тихохідний кардан чотири прямих та чотири зворотних швидкості та на швидкохідний кардан підвищеної швидкості (більш детальний опис у пункті 2.2.6). Максимальна



Рис. 2.80 Коробка передач КПЗ-900Д

потужність, котру може передавати коробка становить 900 кВт, маса її 8740 кг.

Система змащування коробки складається з масляної ванни, насоса та маслопроводів, які підводять мастило до кожної пари шестерень окремо. Кожний трубопровід має оглядове віконце. Коробка оснащена електричним стартером для незначного обертання вала при переключенні передач. Між коробкою передач і редуктором бурової лебідки монтуються два карданних вали (рис. 2.81), оснащені чотирма хрестовинами.



Рис. 2.81 Карданний вал

Останні дозволяють мати міжцентрову розбіжність між вихідним ми валами коробки та вхідними валами редуктора й деякою мірою компенсувати коливання своїми гумовими змінними вставками.

2.2.6. Трансмiсії з дизельним приводом. З розглянутих вище агрегатів та вузлів складаються трансмісії бурових верстатів. Одношківний силовий агрегат з коробкою передач зображено на рисунку 2.82.

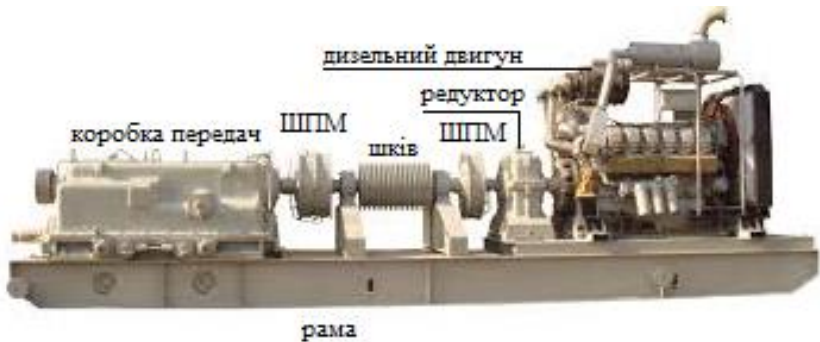


Рис. 2.82 Одношківний силовий агрегат заводу «Уралмаш»

На потужній рамі монтується дизельний двигун з радіатором, повітряними фільтрами, вихлопними колекторами, системою запуску й еластичною муфтою. З двигуном з'єднується редуктор, на вихідному валу якого встановлена шинно-пневматична муфта (ШПМ). Наступною ланкою є шків клинопасової передачі, котрий монтується на опорах з підшипниками. У бурових верстатах заводу «Уралмаш» застосовується двошківний агрегат, що дає змогу під'єднати ще два одношківних агрегати. Оскільки на виході утворюється сумарна потужність усіх двигунів, перед коробкою передач ставиться спарена ШПМ. Коробка передач завершує трансмісійний блок. На рисунку 2.83 зображена схема трансмісії найбільш розповсюдженої в Україні бурового верстата «Уралмаш 3Д». На приводі встановлені три V-подібні дизельні двигуни VOLVO, рідше B2-450 (1). За двигуном через еластичні муфти розміщено редуктори РЦ-1,53 (2). На вихідному валу редукторів напесовані ШПМ 500 (3).

Три двигуни з'єднані між собою клинопасовою передачею (4). На привідному валу коробки передач наявна спарена 2ШПМ-500 (5).

При запуску у двигунах встановлюється однакова кількість обертів, а при роботі їх синхронність контролюється за витратами палива та температурою. З пульта бурильника синхронно регулюються оберти шляхом збільшення або зменшення кількості палива. Таким чином на 2ШПМ-500 отримується сумарна потужність задіяних двигунів з заданою швидкістю обертання.

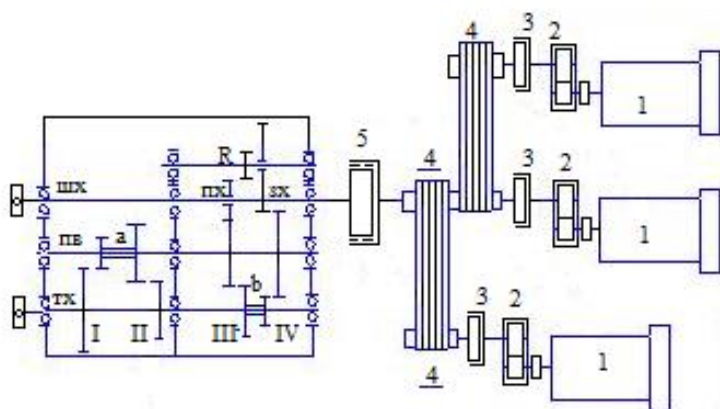


Рис. 2.83 Кінематична схема верстата «Уралмаш 3Д»

Коробка передач КПЗ-900Д має чотири вали:

- привідний вал, він же вал швидкого ходу (шх);
- вал реверсного, тобто зворотного ходу (R);
- проміжний вал (пв);
- вал тихого ходу (тх).

Вал швидкого ходу передає обертання безпосередньо на редуктор бурової лебідки і через умикання на пульті бурильника пневмокраном режиму «швидкий хід» та ШПМ-700 на барабан бурової лебідки. Цей режим роботи використовується для підйому ненавантаженої талевої системи.

При переміщенні каретки, тобто спарених двох шестерень, які на шліцах можуть рухатися вздовж реверсного вала R уліво, в зачеплення входять шестірні прямого ходу (ПХ). При переміщенні каретки вправо рух на проміжний вал (ПВ) коробки передається через додаткову ланку, і він отримує зворотний напрямок. Перемикання здійснюється верхнім штурвалом (рис. 2.80). На схемі (рис. 2.83) зображене положення, коли каретки «а» і «b» перебувають в середньому положенні, тобто жодна зі швидкостей не ввімкнена. Фіксатор між двома нижніми штурвалами не дозволяє водночас ними користуватися, тобто ввімкнути дві швидкості зразу. При переміщенні каретки «а» вліво за допомогою нижнього лівого штурвала (рис. 2.80) вмикається перша передача (I), при переміщенні каретки «а» вправо вмикається друга швидкість (II). Щоб розблокувати лівий нижній штурвал, необхідно виставити каретку «а» в середнє, тобто нейтральне положення. Тільки після цього фіксатор можна перемістити вліво, розблокувавши правий штурвал і заблокувавши лівий. Аналогічно при переміщенні каретки «b» вліво вмикається третя швидкість (III), а вправо – четверта (IV). У результаті на виході на карданному вала тихого ходу маємо чотири прямих та чотири зворотних швидкості, а на карданному валу швидкого ходу – одну пряму швидкість.

На рисунках 2.84 та 2.85 зображений привід китайської бурового верстата ZJ50L- BOMCO. На думку автора це одне з найбільш вдалих технічних рішень. По-перше, все основне обладнання розміщене на рівні землі, по-друге, три дизельних двигуни забезпечують привід бурової лебідки, двох бурових

насосів та генератора струму. Безумовно ланцюговий підсумувальний редуктор, як і всі ланцюгові передачі, має свої недоліки, але це не знижує загальні технічні характеристики бурового верстата. Існує ще багато варіантів дизельного привода бурових верстатів, Вони не мають альтернативи особливо в районах не забезпечених електроенергією.

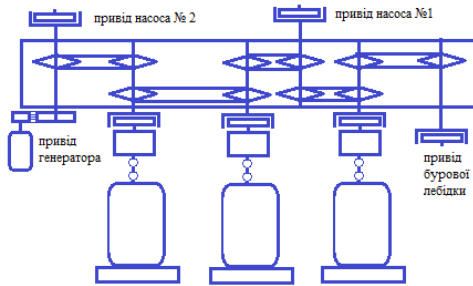


Рис. 2.84 Схема трансмісії ZJ50L- BOMCO



Рис. 2.85 Трансмісія ZJ50L- BOMCO

2.2.7 Електричні двигуни привода бурових верстатів

Електродвигуни змінного струму

Асинхронні двигуни

Двигуни з фазним ротором

призначені для привода механізмів з перемінним навантаженням, частими та важкими умовами пуску.

Асинхронні електродвигуни серій АКБ (АОКБ) і АКСБ з фазним ротором (рис. 2.86).

Структура умовного позначення:

А – асинхронний; О – обдувається; К – з контактними кільцями (фазним ротором); С – спеціальний.

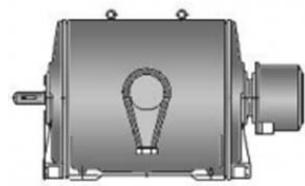


Рис. 2.86 Асинхронний двигун серії АКБ

Електродвигун АКБ-12-39-6У2
Потужність, кВт 315
Маса, кг 2785
Частота обертання, об / хв 1000
Кількість полюсів 6, 8
Напруга, В 3000, 6000
ККД, % 91.5
cos Φ 0.87

Двигуни з коротко замкненим ротором

Асинхронний двигун з короткозамкненим ротором (рис. 2.87) є сьогодні найбільш масовим і надійним пристроєм для привода різних машин і механізмів. Два основних недоліки асинхронного двигуна – це неможливість регулювання швидкості обертання, дуже великий пусковий струм - у п'ять, сім разів перевищує номінальний.

Останнім часом досить розповсюдженим став метод використання таких двигунів разом із частотними перетворювачами (рис. 2.88). Частотний перетворювач знижує пускові струми в 4–5 разів. Він забезпечує плавний пуск асинхронного двигуна і здійснює управління приводом методом регулювання частоти обертання, що вкрай важливо для багатьох агрегатів бурового верстата. Частотний перетворювач [27] дає економію споживання енергії до 50%.



Рис. 2.87 Асинхронний двигун з КЗ ротором Рис. 2.88 Частотний перетворювач

На сьогоднішній день випускаються перетворювачі від 0,2 до 1000 кВт, що дає змогу проектувати досконаліше обладнання. Так, під керівництвом автора цієї роботи було спроектовано та компанією «Горизонт-інвест» застосовано перетворювач на приводі центрифуги (для очищення бурового розчину), що суттєво підвищило показники її роботи.

Синхронні двигуни

Синхронні електродвигуни трифазного струму з безщітковою системою збудження (рис.2.89). Структура умовного позначення: С – синхронний; Д – двигун (М – машина); Б – безщітковий; О – обдувається.

Електродвигун СДБМ 99 / 39-8УХЛ2

Потужність, кВт 500

Маса, кг 3960

Частота обертання, об / хв 750

Напруга, В 6000.

Струм статора, А 57

ККД, % 94.3

Застосовується для привода бурових насосів



Рис. 2.89 Синхронний двигун СДБМ 99

Електродвигуни постійного струму

Електродвигуни постійного струму (рис. 2.90) призначені для привода основних механізмів бурових верстатів (лебідки, бурових насосів, ротора, пристроїв подачі долота), робота яких потребує регулювання частоти обертання в широких межах, частих реверсів і супроводжується великими короткочасними перевантаженнями. Регулювання частоти обертання від нуля до номінальної здійснюється зміною напруги, що підводиться, а від номінальної до максимальної – струмом збудження.

Електродвигуни серії 4П. Структура умовного позначення: 4 – порядковий номер серії; П – двигун постійного струму; С – спеціальний для наземних бурових верстатів (для морських верстатів замість С уводиться М); 450 – габарит за ЕСКД; далі вказується номінальна потужність, кліматичне виконання і категорія розміщення. Електродвигун 4ПП-450-630 УХЛ2, потужність - 630/560 кВт Частота обертання, об / хв. 1000/1600, напруга - 800 В



Рис. 2.90 Електродвигун постійного струму



Рис. 2.91 Електродвигун типу YZ08

Електродвигуни YZ08 і YZ08А (рис. 2.91) являють собою електродвигуни постійного струму з послідовним збудженням великої потужності, розроблені для бурових верстатів з електроприводом. У процесі їх виготовлення використовується каптонова ізоляція. Основні особливості електродвигунів такі: вибухобезпечний, сильний струм, високий крутний момент, великий діапазон регулювання швидкості, легкість техобслуговування, універсальність, ефективність і надійність.

Технічні характеристики двигуна YZ08:

Номінальна потужність	800 кВт
Номінальна напруга	750 В
Номінальний струм	1150 А

Номінальна швидкість обертання	970 об / хв
Номінальний ККД	93%
Номінальний обертальний момент	8033.7 Нм
Максимальний струм	1600 А
Максимальний крутний момент	12206.4 Нм
Максимальна швидкість обертання	1500 об / хв.
Охолодження	примусове повітряне
Клас захисту	вибухобезпечний
Маса	3200 кг

Використання електричних двигунів у приводі бурових верстатів дозволяє більш чітко контролювати параметри технологічного процесу та застосовувати елементи автоматичного управління. В Україні найбільш поширеними буровими верстатами з електроприводом є верстати «Уралмаш 4Е», приводом яких виступають синхронні двигуни типу СДБМ. На рисунку 2.92 зображена кінематична схема привода цього верстата. Відрізняється вона від привода «Уралмаш 3Д» тим, що в ній відсутні такі елементи трансмісії, як редуктори , шинно-пневматичні муфти , клинопасові передачі. Коробка передач також вирізняється тим, що немає реверсного ходу, оскільки в реверсному режимі легко вмикається електродвигун.

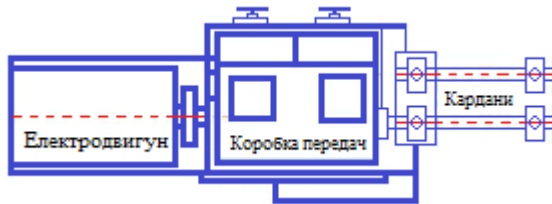


Рис. 2.92 Схема привода «Уралмаш 4Е»

У бурових верстатах серій БУ3200/200 та БУ5000/320 використовуються електродвигуни АКБ-13-62-УХЛ2, 4ПС450-1000-УХЛ2.

2.2.8. Дизель-електричний привід бурових верстатів

Основною перевагою цього привода є майже повна відсутність механічних трансмісій. У схемі (рис. 2.93) наявні дизельний двигун 1, генератор постійного чи змінного струму

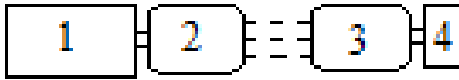


Рис. 2.93 Схема дизель-електричного привода

2, електродвигун постійного або змінного струму 3 та виконавчий механізм 4.

У разі використання асинхронного двигуна може бути встановлений частотний перетворювач. Найбільш вдалим технічним рішенням, на думку автора, є привід в буровому верстаті німецької фірми BENTEC. Електропривід насосів (рис. 2.94) та електропривід бурової лебідки (рис. 2.95) живляться від трьох дизель-генераторних станцій, змонтованих у модулях, що не потребує додаткових витрат на їх монтаж.

Дизель-генераторна станція (рис. 2.96) являє собою дизельний двигун, з'єднаний з генератором постійного або змінного струму й шафу контролю.



Рис. 2.94 Привід насоса



Рис. 2.95 Привід лебідки



Рис. 2.96 Дизель-генератор

Авторами патенту [22] за участю автора цієї роботи запропонований привід, в основу якого поставлено завдання підвищення ефективності використання встановленої потужності енергоустановки і коефіцієнта корисної дії силового привода при його роботі в основному і додатковому режимах роботи шляхом удосконалення конструкції силового

привода зміною кінематичних зв'язків між основним двигуном і лебідкою, а також між додатковим приводом та основним.

2.3. Насосний блок бурового верстата

2.3.1. Бурові насоси призначені для створення циркуляції бурового розчину під час буріння, проробки, розширення стовбура свердловини, обробки бурового розчину й подачі його в допоміжну лінію для іншого використання. Насоси складаються з механічної та гідравлічної частин, за конструкцією гідравлічної частини насоси бувають трипоршневі (рис.2.97) і двопоршневі (рис. 2.98)

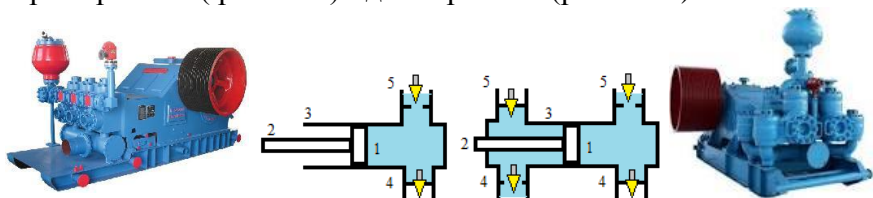


Рис. 2.97 Трипоршневий насос та його схема

Рис. 2.98 Двупоршневий насос та його схема



Рис. 2.99 Поршні насосів



Рис. 2.100 Штоки насосів

Основними деталями гідравлічної частини є поршні (рис. 2.99), штоки (рис. 2.100), втулки (рис. 2.101) та всмоктувальні й нагнітальні клапани (рис. 2.102). Оскільки буровий розчин має тверду фазу і являє собою абразивне середовище, перелічені деталі виготовляються з високолегованої сталі та міцної гуми.

Трипоршневі насоси мають три поршні односторонньої дії.



Рис. 2.101 Втулки насосів



Рис. 2.102 Клапани насосів

При русі поршня вліво (рис. 2.97) нагнітальний клапан 5 закривається, а всмоктувальний клапан 4 відривається і втулковий простір наповнюється рідиною. При русі поршня вправо, навпаки всмоктувальний клапан закривається, а нагнітальний відкривається і рідина подається в нагнітальну лінію – маніфольд.

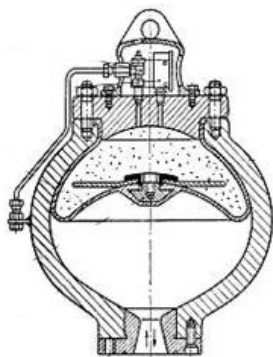


Рис.2.103 Компенсатор

Двопоршневі насоси мають два поршні двосторонньої дії (рис. 2.98), тобто при русі поршня з одної сторони відбувається всмоктування, а з іншої водночас нагнітання. Останнім часом трипоршневі насоси витісняють з використання двопоршневі, оскільки дають кращі гідравлічні та технічні показники. При роботі двопоршневого насоса настає момент, коли обидва поршні перебувають у крайньому положенні, при цьому вони не створюється тиск. Це призводить до великих пульсацій тиску, і, хоча *компенсатор* тиску (рис. 2.103) частково їх згладжує уся гідравлічна система їх відчуває. У трипоршневих насосах рух поршнів за рахунок кривошипу зміщений на 120° , і таким чином в будь який момент часу в системі підтримується котресь значення тиску. Пульсації в цьому випадку хоч і значно менші, але є, тому в таких насосах також

застосовуються компенсатори тиску. Компенсатор являє собою міцну кулеподібну ємність у якій розміщена мембрана, з одного боку котрої попередньо за допомогою спеціального компресора створюється тиск повітря.



Рис. 2.104 Механічна частина насоса



Рис. 2.105 Кривошипо-шатунний механізм

Механічна частина насоса складається з масивного корпусу, в якому монтується провідний вал-шестірня та колінчатий вал з веденою шестірнею (рис. 2.104). Вали встановлюються на підшипниках. На одному з кінців провідного вала монтується шків для клинопасової передачі або муфта для з'єднання з карданним валом. На колінчатий вал монтуються шатуни (рис. 2.105), котрі через повзуни з'єднуються зі штоками. Основна характеристика насоса це його гідравлічна потужність.

При бурінні нафтових і газових свердловин використовуються насоси потужністю від 400 до 1600 кінських сил, а їхня маса досягає 27 тон. Продуктивність насосів регулюється перш за все діаметром поршнів, а відповідно і діаметром втулок, а також кількістю обертів, а відповідно і числом ходів поршня.

Продуктивність трипоршневого бурового насоса дорівнює

$$Q_{3н} = \frac{\pi d_B^2}{8 \cdot 10^7} l_n n \text{ л/сек}, \quad (2.22)$$

де d_B – діаметр втулок насоса, мм;
 l_n – довжина ходу поршня мм;
 n – кількість ходів поршня за хвилину.

Оскільки у двопоршневому насосі в одній зі сторін шток займає певний об'єм, то продуктивність насоса буде

$$Q_{2н} = \frac{\pi l_n n}{12 \cdot 10^7} (2d_B^2 - d_{ш}^2), \text{ л/сек}, \quad (2.23)$$

де $d_{ш}$ – діаметр штока, мм.

На світовому ринку стосовно бурових насосів, дуже багато пропозицій. Так, наприклад, відома американська фірма GARDNER DENVER виготовляє насоси потужністю від 550 до 1600 к.с. – PZ7; PZ8; PZ9; PZ10; PZ11. Більшість виробників у марці насоса зазначають і його потужність. Наприклад, китайська нафтопромислова група RG пропонує насоси RGF500 RGF800, RGF1000, RGF1300, ВО «Уралмаш» - УНБ-600, УНБТ-600, УНБТ-950, УНБТ-1180, УНБТ-1600, а ВЗБТ – НБТ-235, НБ-375, НБТ-475, НБТ-600-2, ВНБ-600, ВНБТ-950.

Визначення параметрів бурового насоса.

Задача. Визначити необхідні параметри бурового насоса УНБ-600 для буріння свердловини на глибині 4500 метрів. Для забезпечення виносу шламуну необхідне промивання продуктивністю 18 л/сек, при цьому використовуються шарошкове долото діаметром 215,9 мм, бурильні труби

діаметром 127 мм і товщиною стінки 9 мм, буровий розчин густиною 1300 кг/м³.

Визначаємо втрати тиску при русі бурового розчину в бурильних трубах, ОБТ та наземній обв'язці за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$\Delta P = \lambda \frac{v_n^2 \rho}{2D_e} l_m, \text{ кг/см}^2, \quad (2.24)$$

де λ – безрозмірний коефіцієнт, котрий залежить від режиму потоку турбулентного чи ламінарного для чого обчислюється число Рейнольдса. Для умов свердловини приймають $\lambda=0,02$;

v_n – швидкість потоку, м/сек;

ρ – густина бурового розчину, кг/м³;

l_m – довжина труб, м;

D_e – еквівалентний діаметр потоку. Для бурильних труб $D_e = d_1$, де d_1 – внутрішній діаметр бурильних труб, а для кільцевого простору $D_e = D_c - d_2$, де D_c – діаметр свердловини, d_2 – зовнішній діаметр бурильних труб м;

Діаметр свердловини визначається як добуток діаметра долота на безрозмірний коефіцієнт кавернозності k_k , тобто збільшення діаметра свердловини за рахунок природного осипання її стінок у результаті дії не долота, а гірничого тиску, хімічної дії розчину та інших факторів. Коефіцієнт кавернозності визначається за даними геофізичних досліджень, тобто вимірювання діаметра свердловини за допомогою приладу каверноміра. У цьому випадку приймемо $k_k = 1,1$.

$$D_c = D_d * k_k = 0,2159 * 1,1 = 0,2375 \text{ м},$$

де D_d – діаметр долота, м.

Швидкість потоку в перерізі дорівнює

$$v_n = \frac{Q}{S} \text{ м/сек,} \quad (2.25)$$

де Q – продуктивність насоса, м³/сек;

S – площа перерізу потоку, м².

Тоді швидкість потоку в бурильних трубах

$$v_{nm} = \frac{Q*4}{\pi(d_2-2\Delta)^2} = \frac{18*10^{-3}*4}{3,14*(0,127-0,018)^2} = 1,93 \frac{\text{м}}{\text{сек}}, \quad (2.26)$$

де Δ – товщина стінки бурильної труби, м,

а швидкість потоку в кільцевому просторі:

$$v_{нк} = \frac{Q*4}{\pi(D_c^2-d_2^2)} = \frac{18*10^{-3}*4}{3,14*(0,2375^2-0,127^2)} = 0,57 \text{ м/сек.} \quad (2.27)$$

Втрати тиску в бурильних трубах

$$\Delta P_m = 0,02 \frac{1,93^2*1300*10^{-4}}{2(0,127-0,018)} 4500 = 199 \text{ кг/см}^2,$$

а втрати тиску в кільцевому просторі

$$\Delta P_{кн} = 0,02 \frac{0,57^2*1300*10^{-4}}{2(0,2375-0,127)} 4500 = 17,2 \text{ кг/см}^2.$$

Загальні втрати тиску становлять

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_m + \Delta P_{кн} = 199 + 17,2 = 216 \text{ кг/см}^2.$$

За результатами розрахунку з таблиці 2.6 вибираємо діаметр втулок 130 мм, які при кількості подвійних ходів 60 дадуть продуктивність 18,9 л/сек, при цьому розрахунковий тиск 216 кг/см² не буде перевищувати граничний, тобто максимально допустимий 25 МПа (245 кг/см²).

Характеристика бурового насоса УНБ-600

Таблиця 2.6

Діаметр втулок мм	Граничний тиск МПа	Продуктивність насоса м ³ /год. (л/сек.) при числі ходів за хвилину				
		65	60	50	40	20
200	10,0	186,84 (51,9)	172,44 (47,9)	143,64 (39,9)	114,84 (31,9)	57,6 (16)
190	11,5	164,52 (45,7)	151,92 (42,2)	126,72 (35,2)	99,72 (27,7)	50,76 (14,1)
180	12,5	151,2 (42)	139,68 (38,8)	116,28 (32,3)	92,88 (25,8)	46,44 (12,9)
170	14,5	129,6 (46)	119,52 (33,2)	99,72 (27,7)	79,92 (22,2)	39,6 (11)
160	16,5	113,4 (31,5)	104,76 (29,1)	87,12 (24,2)	69,84 (19,4)	34,92 (9,7)
150	19,0	99,0 (27,5)	91,44 (25,4)	76,32 (21,2)	60,84 (16,9)	30,96 (8,5)
140	22,5	83,88 (23,3)	77,4 (21,5)	64,44 (17,9)	51,48 (14,3)	25,92 (7,2)
130	25,0	70,92 (19,7)	68,04 (18,9)	54,72 (15,2)	43,56 (12,1)	21,96 (6,1)
Потужність кВт		600	554	462	369	185

2.3.2 Привід бурових насосів

У різних бурових верстатах застосовуються різні схеми привода бурових насосів. Привід може бути дизельним або електричним. На рисунку 2.106 наведений приклад американської бурового верстата GARDNER DENVER 1100M у котрому застосовується один дизельний двигун на один насос, а його потужність відповідає потужності насоса.



Рис. 2.106 Однодизельний привід

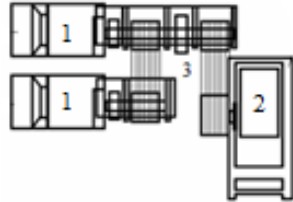


Рис. 2.107 Схема дводизельного приводу

На бурових верстатах «Уралмаш 3Д» (рис. 2.107) установлюють два дизельних двигуни 1 потужністю не менше 400 к.с. кожний, які через ШПМ та клинопасову передачу 3 передають необхідний обертальний момент на насос 2. Привід насосів на китайській буровій установці ZJ50L здійснюється за допомогою карданних валів (рис. 2.85).

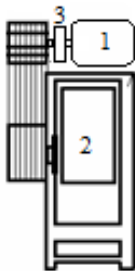


Рис. 2.108 Схема електроприводу насоса

Варіантів електричного привода бурових насосів існує дуже багато. На рис.2.108 зображена схема привода, котра найбільш розповсюджена в Україні, як правило, це привід на бурових верстатах «Уралмаш 4Е». Потужність від електродвигуна 1 передається через ШПМ 3 та клинопасову передачу на насос 2. Найчастіше використовуються

синхронні двигуни, недоліком яких є неможливість регулювати частоту обертання. У такому випадку єдиним способом регулювання продуктивності насоса є зміна діаметра втулок.

Розрахунок електропривода бурового насоса.

Задача. Підібрати серійний синхронний двигун та шинно-пневматичну муфту до нього для привода бурового насоса УНБ-600 і реалізації ним продуктивності 20 л/сек при тиску 200 кг/см². Серійним оснащенням насоса УНБ-600 є вісімнадцятипасовий шків діаметром 1400 мм, а привідним – аналогічний шків діаметром 630 мм (рис. 2.109).

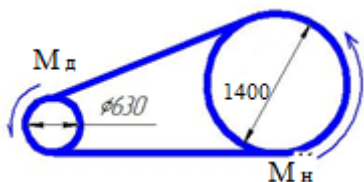


Рис. 2.109 Схема привода насоса УНБ-600

Гідравлічна потужність визначається як добуток продуктивності на тиск

$$N_{\Gamma} = 0,1 * Q_{\text{н}} * P_{\text{н}}, \text{ кВт}, \quad (2.28)$$

де $Q_{\text{н}}$ – продуктивність насоса, л/сек;

$P_{\text{н}}$ – тиск на викиді насоса, кг/см².

Тоді для даного випадку гідравлічна потужність буде

$$N_{\Gamma} = 0,1 * 20 * 200 = 400 \text{ кВт}.$$

З урахуванням коефіцієнта корисної дії насоса, тобто втрати потужності в зубчатій передачі, підшипниках, ущільнювачах, поршневій парі тощо, привідна потужність на насосі повинна бути більшою, ніж гідравлічна:

$$N_{\text{п}} = \frac{N_{\Gamma}}{k_{\text{н}}}, \text{ кВт},$$

де k_n – коефіцієнт корисної дії насоса,
котрий складає 0,9–0,92,
тоді

$$N_n = \frac{400}{0,91} = 439 \text{ кВт};$$

Задану продуктивність насос УНБ-600 забезпечить при частоті $n = 60$ ходів за хвилину і діаметром втулок 140 мм, при цьому тиск не перевищить граничний (таблиця 2.6). Передавальне число зубчатої передачі (рис. 2.104) насоса УНБ-600 $i = 4,92$. Частота обертання приводного вала

$$n_{пв} = n * i = 60 * 4,92 = 295 \text{ об/хв}$$

Крутний момент на приводному валу насоса

$$M_n = \frac{974 * N_n}{n_{пв}} = \frac{974 * 439}{295} = 1449 \text{ кгм.} \quad (2.29)$$

Крутний момент електродвигуна повинен бути не меншим як:

$$M_d = \frac{M_n}{i_{пп}} \text{ кгм,}$$

де $i_{пп}$ – передавальне число клинопасової передачі;

$$i_{пп} = \frac{D_{ш}}{D_{пр}};$$

де $D_{ш}$ – діаметр шківа насоса;

$D_{пр}$ – діаметр шківа привода.

Тоді

$$M_d = \frac{1449 * 630}{1400} = 652 \text{ кгм.}$$

Частота обертання двигуна

$$n_d = n_{пв} * i_{пп} = 295 \frac{1400}{630} = 656 \text{ об/хв}$$

Таким вимогам за каталогом серійних двигунів [28] відповідає електродвигун СДБМ99/44-8УХЛ2, потужність якого 500 кВт, а частота обертання складає 750 об/хв. З таблиці 2.7 вибираємо ШПМ-700, максимально допустимий крутний момент котрої дорівнює 1970 кгм.

2.3.3 Додаткове обладнання насосного блоку.



Рис. 2.110 Таль ланцюгова

У насосному блоці, як правило, розташовується електродвигун, котрий у зимовий час забезпечує буровий верстат паром. Для підняття важких деталей монтується ланцюгова таль (рис. 2.110) та інше допоміжне слюсарне обладнання.

2.4. Циркуляційна система призначена для приготування та обробки хімічними реагентами та обважнювачами бурового розчину, подачі його в свердловину та при виході його з свердловини очистки від вибуреної породи (шламу), дегазації та зберігання необхідного об'єму.

2.4.1. Засоби приготування бурового розчину

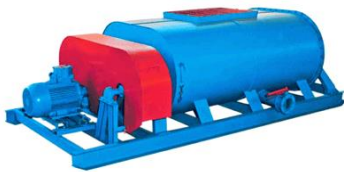


Рис. 2.110 Глиномішалка МГ4

Найбільш розповсюдженим засобом приготування розчину довгий час була механічна глиномішалка МГ-4, яка являє собою (рис. 2.110) ємність об'ємом 4 м^3 , змонтовану на рамі. Усередині ємності є два вали з лопатями, котрі обертаються через редуктор з частотою 57 об/хв за допомогою електродвигуна потужністю 18,5 кВт. Зверху на ємності розміщено завантажувальний люк, через котрий подається необхідна кількість компонентів бурового розчину. До глиномішалки підводиться водопровід і господарський трубопровід для подачі бурового розчину при його обробці. Недоліками МГ-4 є невеликий її об'єм та мала швидкість приготування й обробки розчину.

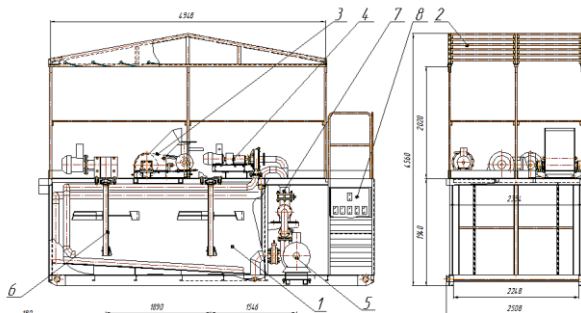


Рис. 2.111 Схема блока приготування бурового розчину

Останнім часом усе більше застосування знаходять різноманітні блоки приготування розчину (БПР). На рис. 2.111 та 2.112 зображений блок приготування, спроектований і виготовлений під керівництвом автора цієї роботи.



Рис. 2.112 Блок приготування розчину



Рис. 2.113 Блок зберігання реагентів

Блок складається з ємності 1, над якою монтується розбірний каркас 2. Над завантажувальним люком може за необхідності встановлюватися дробарка 3. Новизною блока приготування є диспергатор 4, призначений для подрібнення і механічної активації тонкодисперсних складових. Застосування диспергатора дозволило в декілька разів скоротити час, підвищити якість приготування та обробки бурового розчину. Циркуляцію в БПР створює горизонтальний шламовий насос (ГШН) 5. Два

низькооборотні перемішувачі 6 дозволяють обробити розчин легкорозчинними реагентами й підтримувати його параметри. Ежекторна воронка 7 досить ефективно обробляє розчин сухими сипучими компонентами. Принцип дії її полягає в тому, що на шляху струменя рідини зустрічається різке розширення каналу, за рахунок цього утворюється зниження тиску, котрий усмоктує сипучий компонент, при цьому проходить інтенсивне перемішування. Разом з БПР доцільно застосовувати блок зберігання хімічних реагентів (рис. 2.113).

2.4.2. Засоби зберігання бурового розчину

Єдині технічні правила ведення бурових робіт на нафту і газ вимагають наявності на свердловині запасу бурового розчину не менше як об'єм свердловини. Запас розчину



Рис. 2.114 Приймальна ємність розчину

необхідно мати на випадок його втрат при нафтогазопроявах, поглинаннях та інших непередбачених втратах.

Основними засобами зберігання розчину є металеві ємності (рис. 2.114), кількість і об'єм яких залежить від проекту на свердловину. На практиці застосовуються ємності

об'ємом від 30 до 60 м³. Оскільки густина розчину інколи сягає за 2000 кг/м³, каркас та листовий метал ємності повинен з певним запасом міцності витримувати гідростатичний тиск. Якої б інтенсивності не була циркуляція та перемішування, все одно з часом у ємності утворюється з твердої фази осад. Для його видалення ємності оснащують боковими люками з ущільнювачами.

Хімічна обробка бурового розчину передбачає утримання твердої фази у зваженому стані, але цей показник теж має свою межу. Тому, особливо за відсутності циркуляції розчину для підтримки його параметрів застосовуються перемішувачі (рис. 2.115). Перемішувач являє собою змонтовані на рамі

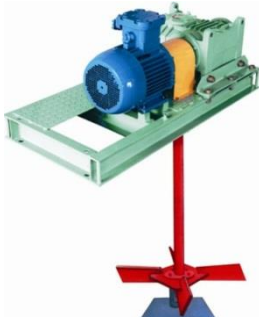


Рис. 2.115 Перемішувач

електродвигун потужністю біля 5 кВт та редуктор, котрий передає обертальний рух вертикальному валу. На валу змонтовані лопаті, які й перемішують буровий розчин. У деяких перемішувачах застосовуються мотор-редуктори. Деякі перемішувачі мають нижню опору, деякі не мають. На одній ємності може бути два або три перемішувачі.

Приймальні ємності монтуються таким чином, щоб при циркуляції розчину через свердловину були задіяні всі ємності. У цьому випадку в усій системі розчин має однакові параметри. Недоліком серійних приймальних ємностей є те, що всмоктуючий патрубок вварений вище дна ємності, а це не дає змоги насосу викачати всю рідину, тому, як правило, в ємності залишається біля 8 м³ розчину. Конструкторське бюро підприємства «Горизонт-інвест» під керівництвом автора технічно розв'язало проблему. Для збереження запасу бурового розчину довгий час використовувалися тимчасово збудовані залізобетонні ємності об'ємом 200–250 м³. Великим недоліком такого варіанта є неможливість задіяти розчин у пряму циркуляцію через свердловину.

Розрахунок елементів приймальної ємності.

Задача. Розрахувати поперечну балку приймальної ємності. Ємність довжиною 10000 мм, шириною 2500 мм наповнена

буровим розчином густиною 1600 кг/м^3 на висоту 1950 мм . Балки встановлені через кожні 1000 мм .

На рис.2.116 зображені поперечний переріз ємності та розрахункова схема балки. Загальна маса бурового розчину в ємності:

$$F_p = V_p * g_p, \text{ кг}, \quad (2.30)$$

де V_p – об'єм бурового розчину, м^3 ;

g_p – густина бурового розчину, кг/м^3 ;

$$F_p = 10 * 2,35 * 1,95 * 1600 = 73320 \text{ кг}.$$

Тиск на дно ємності

$$P_{\text{дн}} = \frac{F_p}{S_{\text{дн}}} = \frac{73320}{250 * 1000} = 0,293 \frac{\text{кг}}{\text{см}^2},$$

де $S_{\text{дн}}$ – площа дна ємності, см^2 .

На десятиметровій довжині ємності є 11 балок. Тоді рівномірно розподілене навантаження на одну внутрішню балку дорівнює

$$q = P_{\text{дн}} * \frac{S_{\text{дн}}}{n_{\text{пл}} * l_6} = 0,293 \frac{250 * 1000}{10 * 235} = 31,2 \text{ кг/см};$$

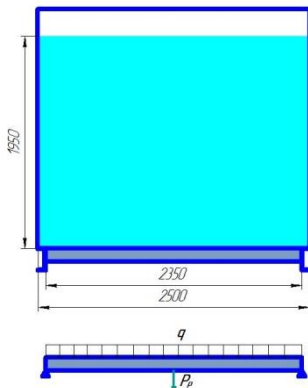


Рис. 2.116 Переріз ємності

де $n_{\text{пл}}$ – кількість міжбалкових площ шт.;

l_6 – довжина балки, см .

Замінімо рівномірно розподілене навантаження на одну діючу силу на балку від ваги бурового розчину

$$P_p = q * l_6 = 31,2 * 235 = 7332 \text{ кг};$$

Як матеріал для балки візьмемо стандартний швелер виготовлений зі сталі Ст5, межа міцності якого $\sigma_m = 4900 \text{ кг/см}^2$.

Осьовий момент опору балки повинен бути [2] не меншим ніж:

$$W_0 \geq \frac{M_B}{\sigma_M}; \quad (2.31)$$

де M_B – згинаючий момент, кгм,

$$M_B = P_p \frac{l_6}{2} = 7332 \frac{235}{2} = 861510 \text{ кгсм};$$

тоді

$$W_0 = \frac{861510}{4900} = 175 \text{ см}^3.$$

Для заданих умов за своїми характеристиками згідно довідника [2] підходить швелер № 22, осьовий момент опору якого 193 см^3 .

2.4.3 Блок маніфольда (рис. 2.117) призначений для подачі бурового розчину з приймальних ємностей до насосів і розподілення його в лінію високого тиску, в господарчу лінію низького тиску та на викид у приймальні ємності.



Рис. 2.117 Блок маніфольда насосного блока

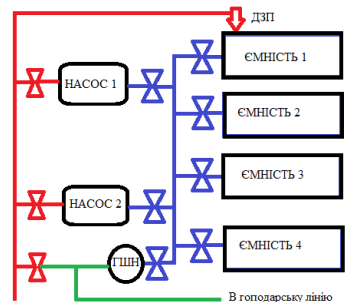


Рис. 2.118 Схема обв'язки ємностей

На рис. 2.118 зображена схема обв'язки двох насосів і чотирьох ємностей. Схема передбачає в усмоктуючій лінії (синій колір) можливість відключення за допомогою засувки як кожної з ємностей так і кожного насоса. Усмоктуючий

колектор блока маніфольда підключається як до ємностей, так і до насосів гнучкими броньованими рукавами, що не потребує зварювання сталевих труб.

На лінії високого тиску (червоний колір) монтуються засувки високого тиску (рис. 2.119), які дають можливість відключати насоси у випадку їх ремонту або іншій ситуації. Лінія високого тиску має дросельно-запірний пристрій (ДЗП) (рис. 2.121), котрий дозволяє після перевірки роботи насоса на викид дистанційно його закрити. Це обумовлено правилами техніки безпеки. Горизонтальний шламований насос (ГШН) дає

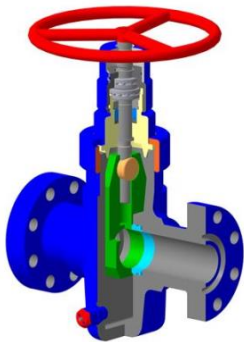


Рис. 2.119 Засувка високого тиску



Рис. 2.120 Засувка низького тиску



Рис. 2.121 Дросельно - запірний пристрій

змогу подати розчин у господарську лінію невисокого тиску, споживачами якого можуть бути лінія чи ємність доливу свердловини під час підйому бурильних труб, блок обробки бурового розчину, цементувальні агрегати та інші споживачі. В господарську лінію можна подавати розчин і буровими насосами для чого в блоці передбачена відповідна засувка. Лінії блока маніфольда змонтовані під нахилом для зливу розчину в холодний період роботи. Лінія високого тиску переходить у стояк до котрого на висоті під'єднується буровий шланг (рукав).

У нагнітальних лініях використовуються засувки, які забезпечують герметичність на певний тиск. На усмоктуючих лініях ставляться засувки низького тиску, наприклад, шибєрні (рис. 2.120), котрі забезпечують герметичність лінії, але розраховані на малий гідростатичний тиск.

2.4.4 Бункер–шламоуловлювач є першим пристроєм на шляху виходу бурового розчину зі свердловини (рис. 2.122). Продуктивність бурових насосів визначається з розрахунку обов'язкового виносу вибуреної породи (шламу) в кільцевому просторі свердловини та жолобі. Це досягається за рахунок швидкості руху розчину забезпечуючи його турбулентний режим течії. Конструкція бункера шламоуловлювача спроектована таким чином, що розчин, потрапляючи в розширену частину бункера, різко втрачає швидкість і переходить у ламінарний режим течії. При цьому шлам під дією гравітаційної сили тоне й накопичується в нижній частині бункера. У процесі буріння за рівнем шламу в бункері



Рис. 2.122 Бункер шламоуловлювач

ведеться постійний контроль. При досягненні певного рівня шламу він через клапан у нижній частині бункера випускається в шламову земляну ємність. Недоліком використання бункера шламоуловлювача є те, що при випуску шламу втрачається певна кількість розчину, тому не всі бурові підприємства використовують перший ступінь очищення.

2.4.5 Вібросито призначено для механічного очищення бурового розчину від шламу за допомогою сіток, які

виконують коливальні рухи. Різноманітних моделей вібросит існує багато, одна з них зображена на рисунку 2.123, але всі вони мають раму 1 з невеликою ємністю для прийому



Рис. 2.123 Вібросито

очищеного розчину. На рамі на пружинах 3 або на інших еластичних елементах установлюється вібруюча частина 2, в якій під певним кутом кріпляться сітки 5. Вібрацію створюють, як правило, два вібратори 4, котрі являють собою

електродвигуни, оснащені ексцентричними важелями. Геометричне положення важелів та частота обертання двигунів створюють складний рух сітки, що дозволяє ефективно очищати розчин від шламу.

Сітки мають свою позасистемну одиницю виміру - меш (англ. mesh — петля, отвір сита), що дорівнює кількості отворів на 1 лінійний дюйм. Розмір отворів сітки підбирається залежно від розміру шламу та параметрів бурового розчину, але в будь якому випадку шлам повинен рухатись по похилій сітці й спадати попереду сита, а розчин вільно проходити крізь сітку і рухатися далі по похилому жолобу. Змінна касета сітки може бути одна або складатися з декількох частин.

2.4.6. Пісковідділювач (гідроциклон) призначений для видалення з бурового розчину піску (рис. 2.124). Принцип дії гідроциклона полягає у використанні відцентрових сил, котрі виникають при прокачуванні шламовим насосом бурового розчину через воронку. При закручуванні потоку виникають відцентрові сили, котрі змушують частинки піску прилягати до стінки, а гравітаційні сили опускають їх поволі вниз, де встановлюють насадки. Діаметр отвору в насадці визначає такий режим роботи, щоб через отвір разом з піском

проходило якомога менше розчину. Очищений від піску розчин піднімається по воронці догори і зливається в жолоб. Очищення розчину від вибуреного піску є важливим технологічним процесом, оскільки абразивність піску руйнує

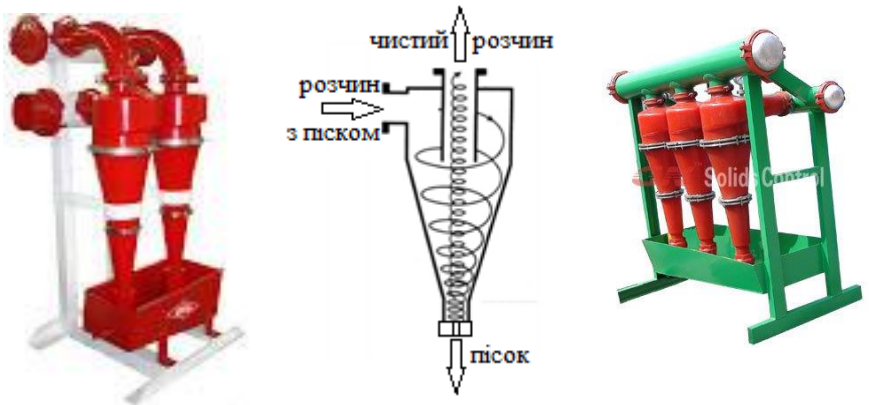


Рис. 2.124 Гідроциклони та схема їх роботи

обладнання та трубопроводи. Відібраний пісок скидається в шламову ємність. У деяких конструкціях гідроциклон установлюється над віброситом, і тоді з піску відокремлюється розчин, котрий пройшов через насадку.

2.4.7. Насос шламовий (рис. 2.125) призначений для подачі бурового розчину в гідроциклон, господарську лінію бурового верстата та інших потреб. Конструктивно залежно від призначення шламові насоси бувають горизонтального

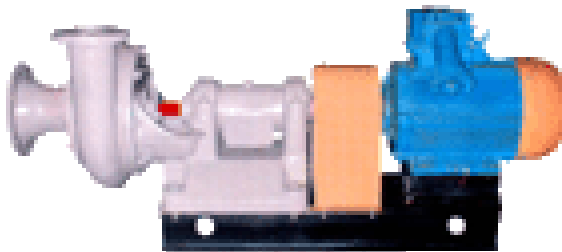


Рис. 2.125 Горизонтальний шламовий насос

(ГШН) та вертикального (ВШН) виконання. Основними характеристиками насоса є продуктивність ($\text{м}^3/\text{хв}$) та напір (м). Різноманітність насосів на ринку велика, так, наприклад, група компаній "KASC" пропонує горизонтальні шламові насоси, які можуть перекачувати рідини густиною від 1300 до $2500 \text{ кг}/\text{см}^3$ з подачею від 75 до $250 \text{ м}^3/\text{год}$ і напором від 10 до 50 м.

2.4.8. Дегазатор вакуумний (рис. 2.126) призначений для видалення з бурового розчину газової складової. При бурінні свердловин відбувається викриття продуктивних газових горизонтів. Залежно від гідростатичного тиску бурового розчину в нього надходить газова складова. Завдання технологічної служби бурового підприємства полягає в тому, щоб не допустити надходження газу в розчин. Єдиним параметром для регулювання гідростатичного тиску на пласт є густина бурового розчину. У той же час перевищення гідростатичного тиску розчину над пластовим приводить до



Рис. 2.126 Дегазатор

проникнення фільтрату в пласт, а відповідно і зниження дебіту свердловини при експлуатації. Тому єдині правила ведення бурових робіт вимагають оптимального перевищення гідростатичного тиску розчину над пластовим тиском до глибини 3500 м у межах 10–15%, а на більших глибинах 5–10%. Це завдання розв'язується відносно легко

там, де вже велися роботи і величини пластових тисків відомі.

На нових родовищах, де ведеться розвідувальне буріння, пластові тиски не відомі, а тому й параметри розчину в проектах задані орієнтовні. Надходження газу в буровий розчин приводить до лавиноподібного процесу та зменшує

густину розчину, а відповідно і єдиної протидії на пласт – гідростатичного тиску. Зниження протитиску сприяє надходженню більшої кількості газу, а відповідно зменшенню густини розчину. Невчасне вжиття спеціальних мір призводить до проявів, а інколи й до відкритих фонтанів. Одним з таких заходів є дегазація загазованого розчину, котрий виходить зі свердловини, з тим щоб відновити його густину і знову закачати в свердловину.

Крім того, при циркуляції розчину в циркуляційній системі може відбуватися захоплення повітря, що також є небажаним процесом. Для відновлення густини розчину і видалення з нього газової складової використовуються дегазатори. Принцип дії дегазатора полягає в тому, що вакуумний насос створює у закритій ємності вакуум в результаті ємність наповнюється буровим розчином. Оскільки тиск над розчином зменшується, відбувається дегазація розчину. Після цього надрозчинний простір з'єднується з атмосферою і дегазований розчин під дією сил гравітації зливається в ємність. Для більш продуктивної роботи деякі дегазатори мають двокамерну будову, це дозволяє більш ефективно використовувати роботу вакуумного насоса. Дегазація проходить по чергово: поки одна камера наповнюється розчином, інша звільняється. Управління здійснюється автоматично за допомогою золотникових пристроїв.

2.4.9. Центрифуга призначена для видалення з бурового розчину дрібнодисперсної складової (рис. 2.127) [30]. Робота центрифуги полягає в такому (рис. 2.128): буровий розчин

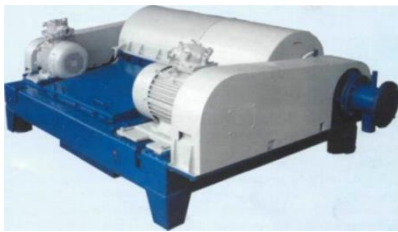


Рис. 2.127 Центрифуга

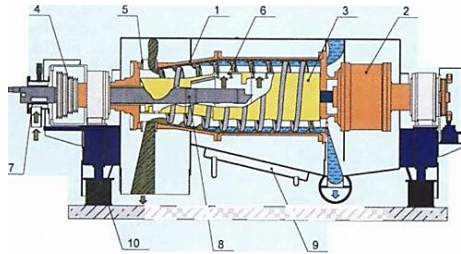


Рис. 2.128 Схема центрифуги

надходить через фільтр 7 по трубі живлення 8 на розгінний конус шнека і через завантажувальні вікна 6 у внутрішню порожнину обертового ротора 1. Під впливом відцентрової сили частки твердої фази осідають на внутрішній поверхні ротора і видаляються шнеком 3 в шахту вивантаження осаду. Очищений розчин стікає через вікна в стінці ротора в шахту і далі в приймальну ємність. Ротор із співвідношенням довжини до діаметра 2,51 виконаний з конструкційної легованої сталі підвищеної корозійної стійкості, вивантажувальні вікна ротора 5 захищені керамікою. Високий фактор поділу в поєднанні з конструктивними особливостями ротора дозволяє видаляти частинки більші за 6 мкм. Транспортування виділеної в роторі твердої фази здійснюється шнеком, спіраль якого, а також завантажувальні вікна і розгінний конус захищені від абразивного зносу керамікою. Шнек виконаний двокамерним, що дозволяє змінювати довжину зони осадження частинок у роторі та, як наслідок, регулювати глибину очищення розчину. Подача розчину в різні камери шнека регулюється положенням труби живлення, що дозволяє значно збільшити пропускну здатність центрифуги (до 50 м³/год по воді). Привід ротора центрифуги здійснюється від асинхронного електродвигуна через

клинопасову передачу. Зміна частоти обертання ротора виконується оперативно перестановкою двох пасів на багатоступеневих шківках 4. Чотири швидкості обертання ротора обрані з досвіду найбільш ефективного використання центрифуги при очищенні бурового розчину.

Останнім часом для регулювання частоти обертання широке застосування отримали частотні перетворювачі, що надало можливість здійснювати плавне регулювання обертів в заданих межах.

2.4.10. Допоміжне обладнання циркуляційної системи

При підйомі бурильних труб зі свердловини в ній зменшується рівень бурового розчину. Це приводить до зниження гідростатичного тиску, що може призвести до нафтогазопроявів, осипання породи зі стінок свердловини та інших негативних явищ. Єдині технічні правила ведення бурових робіт вимагають поповнення свердловини розчином у міру підйому труб. Доливання розчину у свердловину здійснюється двома способами. Перший полягає в тому, що періодично вмикається насос, викидна лінія якого направлена у свердловину. Недоліком цього способу є невизначеність об'єму долитого розчину. Другий полягає у використанні доливної ємності. На рис. 2.129 зображена ємність у транспортному положенні, вона розміщена всередині своєї основи. Ємність устанавлюється біля свердловини, наповнюється розчином, і в міру підйому труб із свердловини періодично за допомогою засувки розчин зливається у свердловину. За допомогою рівнеміра визначається об'єм.



Рис. 2.129 Ємність доливу



Рис. 2.130 Ємність реагентів



Рис. 2.131 Жолоб

Для збереження рідких хімічних реагентів використовуються ємності (рис. 2.130), які встановлюються біля жолобів з тим, щоб була можливість випускати хімічний реагент безпосередньо в циркуляцію. Ємності облаштовуються рівнемірами. Для перетоку розчину в циркуляційній системі застосовуються жолоби. На рис. 2.131 зображений жолобтрап, котрий забезпечує крім перетоку розчину і перехід персоналу. Основа жолоба дозволяє регулювати висоту, а відповідно й кут його нахилу.

Усе обладнання циркуляційної системи зазнає дії відносно агресивного бурового розчину, а тому його покриття вимагає особливих ґрунтів та фарб.

2.4.11. Схеми розміщення циркуляційних систем

Стрімкий розвиток техніки й технології буріння нафтових і газових свердловин породив безліч варіантів монтажу бурового обладнання, а відповідно і циркуляційних систем. Але всі вони без винятку функціонально виконують оді й ті ж операції. На рис. 2.132 зображена схема одного з варіантів такої системи. Першим кроком після закінчення монтажних робіт є доставка на свердловину первинних матеріалів для приготування бурового розчину. Їх перелік і кількість визначаються проектом на буріння свердловини. Матеріали з автотранспорту розвантажуються в блок зберігання. Більш об'ємні контейнерні матеріали розвантажуються за

допомогою консольно-поворотного крана та розміщуються в зоні радіуса його дії. У блок приготування набирається розрахункова кількість води й через люк завантажується розрахункова кількість сухих матеріалів. Після ретельного перемішування та отримання заданих параметрів розчин за допомогою ГШН перекачується через трубопровід у жолоб, а звідти зливається в ємності. Після підготовки необхідної кількості розчину починається буріння свердловини, при цьому бурові насоси через усмоктуючий колектор і відкриті засувки забирають розчин і подають його в лінію високого тиску маніфольда а звідти по стояку й буровому рукаву, через вертлюг, ведучу бурильну трубу і бурильні труби на вибій свердловини.

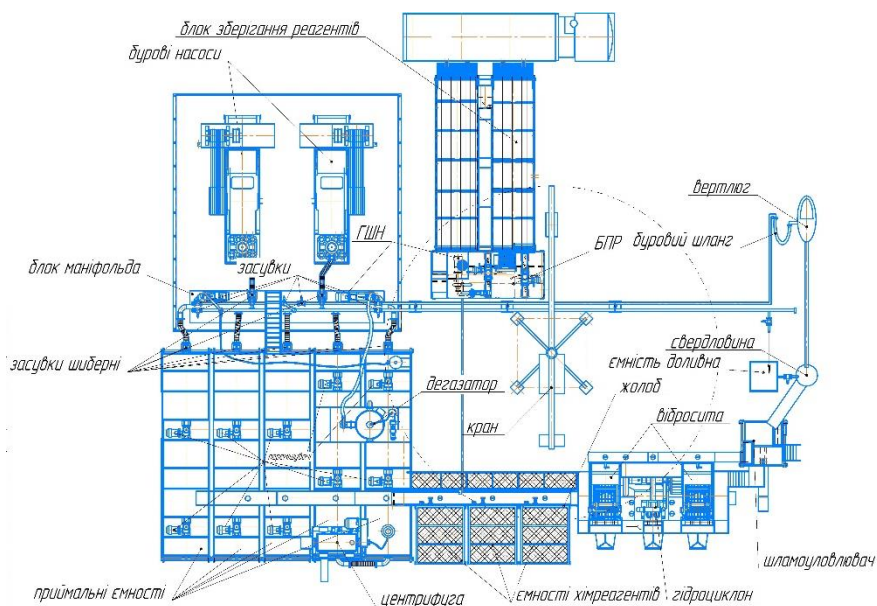


Рис. 2.132 Схема розміщення циркуляційної системи

Забравши шлам з вибою, розчин по затрубному простору піднімається на поверхню, де потрапляє в перший ступінь очищення – бункер шламоуловлювач (БШ), з нього на другий ступінь очищення – вібросито. За необхідності за допомогою ГШН розчин подається на пісковідділювач (третій ступінь), а звідти по жолобу повертається в приймальні ємності. Для видалення дрібно дисперсної складової використовується центрифуга (четвертий ступінь), а для дегазації розчину – дегазатор (п'ятий ступінь). Усі ступені, крім першої, використовуються при необхідності.

Приготовлені в блоці рідкі хімічні реагенти зосереджуються в спеціальних ємностях, звідки зливаються при циркуляції розчину безпосередньо в жолоб.

2.5. Пневмосистема управління буровим верстатом

Найбільш розповсюдженими системами управління буровими верстатами є пневмосистеми, суть яких полягає в створенні та зберіганні стиснутого до 8–10 кг/см² повітря і використанні його у виконавчих механізмах, таких як пневмоциліндри, пневмодвигуни та шинно-пневматичні муфти (ШПМ).

2.5.1. Компресор

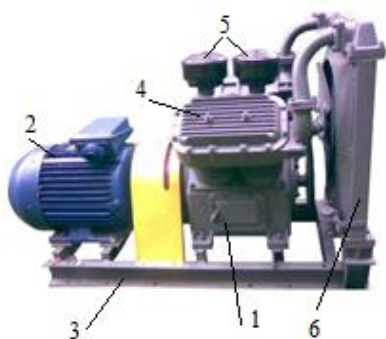


Рис. 2.133 Компресорна станція 4ВУ1-5/9

призначений для забезпечення бурового верстата необхідною кількістю стиснутого повітря. На рис. 2.133 зображена станція компресорна 4ВУ1-5/9 тобто компресор 1 з приводом від електродвигуна 2, встановлені на рамі 3. Станція слугує для постачання стисненим

повітрям, надлишковим тиском 0,78 МПа (8 кг/см²) систем пневматичного управління пристроїв бурових верстатів. Перший ступінь компресора оснащений фільтрами 5 для очищення всмоктуваного повітря, котре після стиснення в першому ступені охолоджується в радіаторі 6. Другий ступінь компресора забирає стиснуте до 2–3 кг/см² повітря з радіатора, стискає його до величини робочого тиску і подає в повітропровід. Розшифровка позначення компресора 4ВУ1-5/9: 4 – число поршнів компресора; В – стискається повітря (Воздух); У – тип компресора – кутовий; 1 – поршневе зусилля бази – 1 тонна; 5 – об’ємна продуктивність за умовами всмоктування, м³/хв; 9 – тиск кінцевий абсолютний, кг/см².

Для гарантійного забезпечення стиснутим повітрям на бурових верстатах, як правило, встановлюється два компресори. Так, наприклад, на верстатах «Уралмаш 3Д» один основний компресор має привід від трансмісії головного привода, а другий – резервний має електропривід. Умикання та вимикання компресорів здійснюється автоматично залежно від величини тиску в системі.

2.5.2. Ресивер (рис. 2.134) призначений для накопичування необхідної кількості стиснутого повітря. Накопиченого повітря повинно вистачати для споживачів



Рис. 2.134 Ресивери

залежно від робіт, які виконуються на буровій. Як правило, максимальна витрата стиснутого повітря відбувається під час спуско-піднімальних операцій, коли постійно працює найбільша спарена шинно-пневматична муфта.

Залежно від типу бурового верстата, а відповідно і складу пневмосистеми, об’єми ресиверів бувають різними. Ресивери

великого об'єму потребують навіть такого контролю, як внутрішній огляд. При виготовленні та періодично при експлуатації вони підлягають опресуванню на тиск, котрий перевищує робочий.

Однією з ключових ланок будь-якої пневмосистеми є пристрій фільтрації й осушення повітря. За даними фірми VABCO, компресор продуктивністю 600 л/хв за добу роботи накопичить у ресивері 25 л конденсату, котрий у суміші з компресорним маслом (котре неминуче потрапляє в повітря) перетворюється на небажану субстанцію. Осушувати повітря необхідно у зимовий період при мінусовій температурі. Для цього застосовуються різноманітні фільтри-осушувачі. Об'єм ресивера залежить від споживання стиснутого повітря буровою установкою.

2.5.3. Шинно-пневматичні муфти (ШПМ) призначені

для передачі крутного моменту від одного вала до другого при подачі на муфту стиснутого повітря (рис. 136) . Основним вузлом ШПМ (рис. 2.135) є гумовий балон 3, розміщений у сталевому ободі 4. Стиснуте повітря із центрального отвору вала через повітропровід 5 подається в балон (рис. 2.137), котрий притискає колодки 1 до колокола 2, передаючи оберти на другий вал. Повітря в центральний отвір вала подається за допомогою вертлюжка (рис. 2.143).

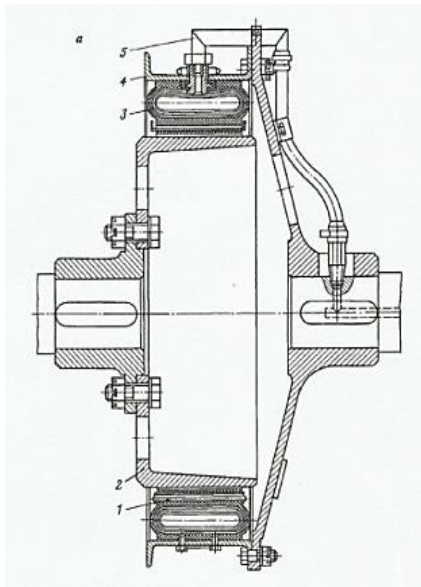


Рис. 2.135 Схема ШПМ

Після випускання повітря з балона відбувається роз'єднання двох валів. Шинно-пневматичні муфти залежно від крутного моменту мають різний діаметр. Так муфта швидкого ходу 16 (рис. 2.29) має діаметр 700 мм, а важкопідйомна 7 спарена має діаметр 1070 мм. В цьому випадку використовується двоканальний вертлюжок (рис. 2.144). У випадку де крутний момент виходить за межі допустимого, використовуються спарені ШПМ (рис. 2.138). Характеристики балонів серійних ШПМ наведено в таблиці 2.7.



Рис. 2.136 ШПМ



Рис. 2.137 Балони ШПМ



Рис. 2.138 Спарена ШПМ

Характеристика балонів ШПМ

Таблиця 2.7

ШПМ	Зовнішній діаметр, мм	Номінальний момент, Нм (кгм)	Максимальні оберти, об/хв.	Маса кг
ШПМ 300	393	1,96 (200)	1500	7
ШПМ 500	650	5,3 (540)	1500	17
ШПМ 700	882	19,4 (1970)	1000	46
ШПМ 1070	1270	25,3 (2600)	500	68

2.5.4. Крани, вертлюжки, розрядники Оснастка пневмосистеми призначена для управління агрегатами бурового верстата при бурінні свердловин, спуско-піднімальних та інших операціях. Оскільки виконавчі механізми верстата переважно пневматичні, то основними вузлами управління є одно- (рис. 2.139) й двоклапанні (рис. 2.140) крани.

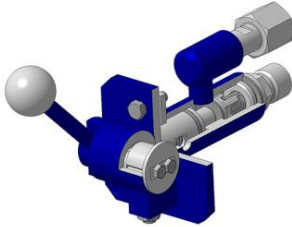


Рис. 2.139 Одноклапанний кран

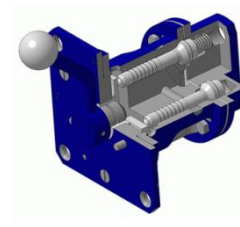


Рис. 2.140 Двоклапанний кран

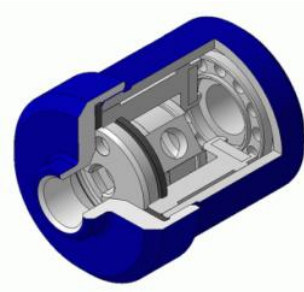


Рис. 2.141 Клапан розрядник



Рис. 2.142 Пульт управління

Одноклапанний кран дозволяє подати стиснуте повітря на виконавчий механізм, наприклад ШПМ, пневмодвигун або пневмоциліндр та за необхідності випустити повітря для його вимкнення. Двоклапанний кран дає змогу управляти двома взаємопов'язаними механізмами. Так, наприклад, ШПМ 7 та ШПМ 16 (рис. 2.29) ніяк не можуть бути ввімкненими разом, бо на барабан 15 не можна подавати дві швидкості водночас.

Це запобігання вирішується двоклапанним краном, котрий конструктивно виконаний таким чином, що перш ніж увімкнути одну муфту, потрібно вимкнути іншу. Це надає можливість бурильнику при підйомі колони вмикати

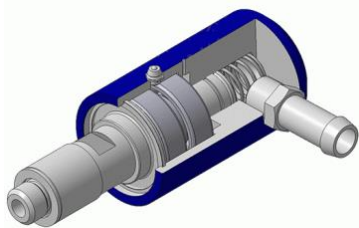


Рис. 2.143 Одинарний вертлюжок

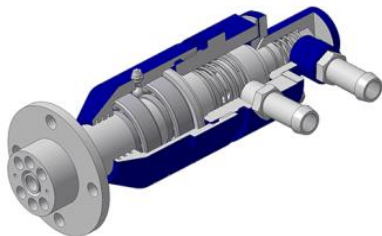


Рис. 2.144 Двоканальний вертлюжок

2ШПМ-1070, а при підйомі ненавантаженого талевого блока ШПМ-700. Другий приклад: при управлінні пневмоциліндром за допомогою двоклапанного крана можна вмикати прямий чи зворотний хід. Стиснуте повітря подається в ШПМ через вал за допомогою вертлюжків. Якщо на валу змонтована одна муфта, то використовується одинарний вертлюжок (рис. 2.143), якщо дві, то двоканальний (рис. 2.144). Основне управління буровою установкою зосереджено на пульті бурильника (рис. 2.142). Для швидкого звільнення ШПМ від стиснутого повітря використовуються клапани-розрядники (рис. 2.141). На пульт виносяться контрольно-вимірювальні прилади тиску в пневмосистемі та інше.

2.5.5. Схема пневмоуправління буровим верстатом.

Схема системи управління показана на рис. 2.145, де джерелом стиснутого повітря є компресор з електроприводом 1 або компресор з механічним приводом 2. Стиснуте повітря зберігається в ресивері 3, в якому облаштований пристрій для фільтрації та осушування стиснутого повітря 4. Далі воно розподіляється на пневмокрани (синій колір ліній). Перед кожним дизельним двигуном 2.11* змонтовані одноклапанні крани 6, за допомогою котрих стиснуте повітря подається в шинно-пневматичні муфти 7 (червоні лінії). Залежно від навантаження запускається необхідна кількість двигунів, виставляються однакові оберти й підключаються до підсумувальної трансмісії, якою є клинопасова передача 2.31. З пульта бурильника 5 вмикається спарена ШПМ 8, і таким чином обертання передається на коробку передач 2.51 та редуктор 2.23. Якщо потрібно подати ненавантажений талевий блок догори, бурильник на пульті за допомогою двоклапанного крана вмикає ШПМ 10, в інших випадках за допомогою того ж крана вмикається ШПМ 9. Тоді залежно від увімкненої швидкості на коробці передач (від першої до четвертої) відповідна і швидкість обертання барабана лебідки 1.55. У першому випадку працює карданний вал швидкого ходу, у другому тихого ходу. За необхідності обертання стола ротора вмикається спарена ШПМ 11. Для передачі зусилля на машинний ключ першого помічника бурильника застосовується пневмоциліндр 12, котрий управляється також двоклапанним краном. З метою збільшення зусилля на стрічкові гальма використовується пневмоциліндр 13, але на нього не можна різко подавати стиснуте повітря, це може призвести до негативних наслідків. С метою плавного гальмування застосовується спеціальний кран 14, котрий автоматично регулює плавну подачу повітря.

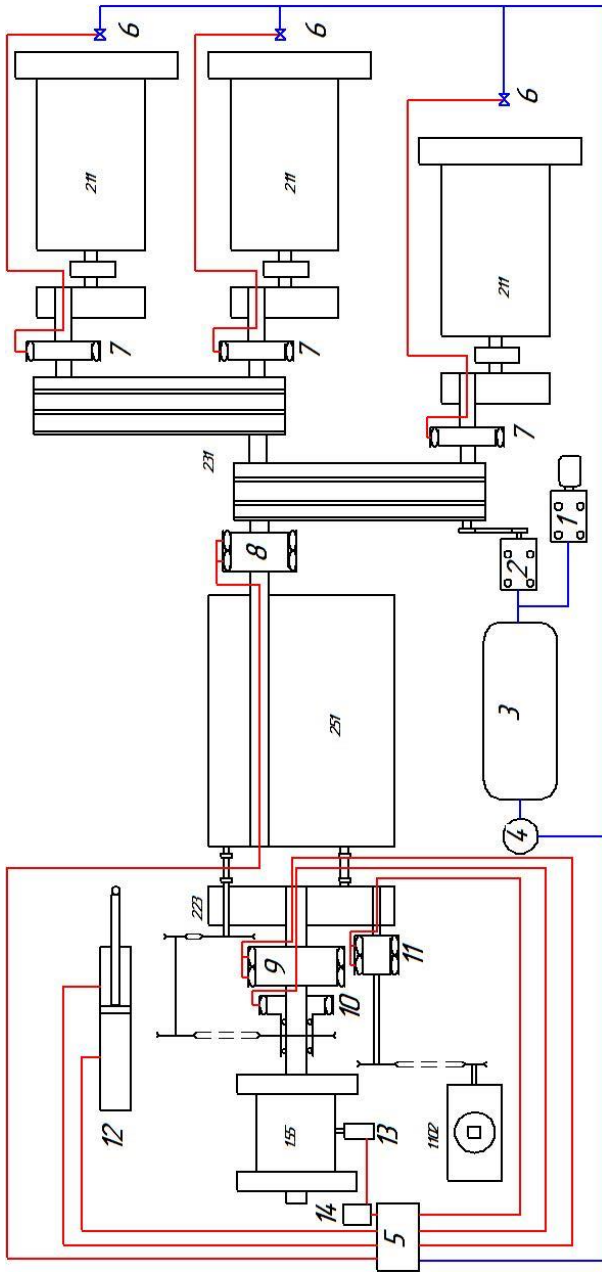


Рис. 145 Схема пневмоуправління буровим верстатом

*Потрійний номер відповідає номеру малюнка

2.6. Електрообладнання бурових верстатів

Електрообладнання бурового верстата з електроприводом суттєво відрізняється від електрообладнання верстата з дизельним приводом. Економічність і простота перших не завжди робить можливим їхнє використання через наявність промислових потужностей у регіоні де ведеться буріння, а також відстані до джерел енергопостачання, а тому в кожному випадку в проєкті на будівництво свердловини виконується техніко-економічне обґрунтування застосування того чи іншого бурового верстата.

Електротехнічний комплекс сучасного бурового верстата з електричним приводом головних механізмів являє собою сукупність підсистем, що забезпечують вироблення (за відсутності централізованого електропостачання), розподіл, перетворення й використання електричної енергії, а також управління всіма зазначеними підсистемами, і містить:

- розподільні пристрої високої напруги;
- силові й перетворюючі трансформатори;
- електричні машини змінного і постійного струму;
- комплектні тиристорні пристрої;
- комплектні пристрої керування, захисту і розподілу електричної енергії низької напруги;
- кабелі та проводи;
- електричні джерела світла;
- пересувні електростанції.

2.6.1. Підстанції За наявності зовнішнього енергопостачання в комплекті бурового обладнання завжди є підстанція, потужність якої залежить від потужності встановленого електрообладнання.

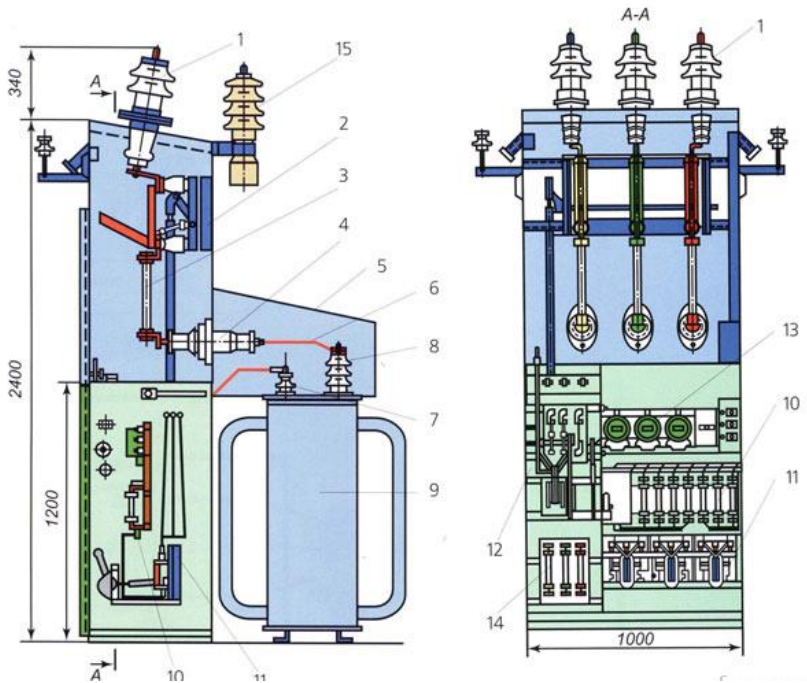


Рис. 2.146 Трансформаторна підстанція КТПН

Комплектна (рис. 2.146) трансформаторна підстанція зовнішньої установки (КТПН) на 10 / 0,4 кВ містить: 1 – прохідний ізолятор уведення; 2 – роз'єднувач; 3 – трубчастий запобіжник; 4 – прохідний ізолятор; 5 – металевий кожух; 6 – шини КТПН; 7 і 8 – введення трансформатора; 9 – трансформатор; 10 – запобіжники; 11 – рубильники ліній, що відходять; 12 – загальний рубильник; 13 – електричні лічильники; 14 – загальні запобіжники; 15 – розрядники.

У більшості випадків напруга промислових електроліній становить 10 кВ. Споживачі електроенергії бурового верстата живляться напругою 0,4 кВ, тому підстанція 10/0,4 кВ найбільш розповсюджена.

2.6.2. Дизель-генераторна станція (рис. 2.147).

На випадок зриву зовнішнього енергопостачання на буровій обов'язково наявна автономна дизель-генераторна станція, яка складається з дизельного двигуна, генератора



змінного струму а також щита контролю й управління. На бурових верстатах з дизельним приводом, як правило, монтується установка потужністю 200 кВт, що забезпечує всіх установлених споживачів.

Рис. 2.147 Дизель-генераторна станція

2.6.3. Додаткове електрообладнання бурових верстатів. Для кожного споживача або для групи споживачів електроенергії встановлюється щит управління (рис. 2.148). Його розмір та комплектація залежать від функціонального призначення. У щитах монтують вимикачі (рис. 2.149), запобіжники (рис. 2.150) відповідної потужності та ін.



Рис. 2.148 Щит управління



Рис. 2.149 Вимикачі



Рис. 2.150 Запобіжники

2.6.4 Електрообладнання верстатів з електроприводом.

Типова однолінійна схема електротехнічного комплексу бурового верстата з електроприводом змінного струму складається з:

- комплектного розподільного пристрою високої напруги;
- силових знижувальних трансформаторів;
- електродвигунів відповідно лебідки, бурових насосів, ротора, регулятора подачі долота;
- електромагнітного гальма;
- асинхронного вентильного каскаду;
- тиристорного регулятора ковзання;
- силових тиристорних перетворювачів відповідно ротора і регулятора подачі долота;
- тиристорних збудників;
- шаф управління електроприводами допоміжних механізмів.

Особливістю обладнання є те, що потужність основних двигунів бурової лебідки (рис. 2.151) і бурових насосів сягає більше 700 кВт, а тому і їх живлення високовольтне. Відповідно й підстанції є високовольтними і потужними.



Рис. 2.151 Електропривід бурової лебідки

Так, наприклад, буровий верстат «Уралмаш 4Е» має сумарну потужність 2000

кВт, а бурова платформа Valiant Driller – 5220 кВт.

2.7. Протівикидне обладнання.

2.7.1. Схема протівикидного обладнання

При бурінні свердловин на нафту і газ для знешкодження нафтогазопровів устя свердловини обов'язково облаштовується протівикидним обладнанням (ПВО), котре спроможне герметизувати затрубний простір, або свердловину й забезпечувати циркуляцію бурового розчину зі створенням протитиску та його дегазацію, а також у крайньому випадку скидання його разом з флюїдом на безпечну відстань від бурової.



Рис. 2.152 Протівикидне обладнання

Приклад облаштування устя свердловини в Чеській Республіці обладнанням VENTEC наведений на рисунку 2.152.

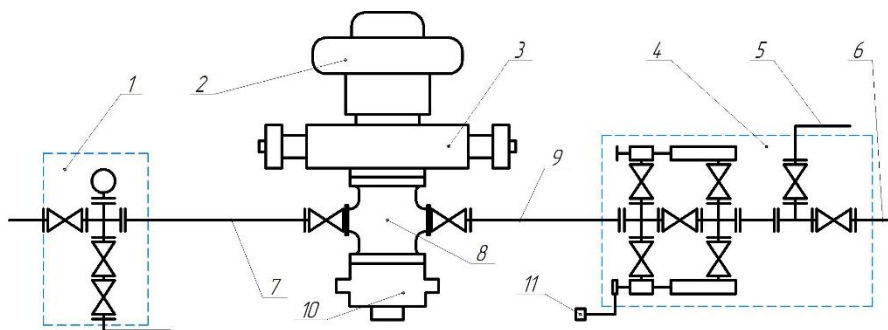


Рис. 2.153 Схема облаштування устя свердловини ПВО

Загальна схема ПВО зображена на рисунку 2.153 де

- 1 – блок глушіння;
- 2 – превентер універсальний;
- 3 – превентер плашковий;
- 4 – блок дроселювання;
- 5 – відвід до засобів дегазації;
- 6 – лінія прямого скиду;
- 7 – лінія глушіння;
- 8 – хрестовина;
- 9 – лінія дроселювання;
- 10 – колонна головки;
- 11 – пульт управління.

2.7.2. Превентер плашковий (рис. 2.155) призначений для герметизації затрубного простору шляхом охоплення бурильних труб спеціальними плашками або за відсутності бурильних труб у свердловині герметизувати її глухими плашками.

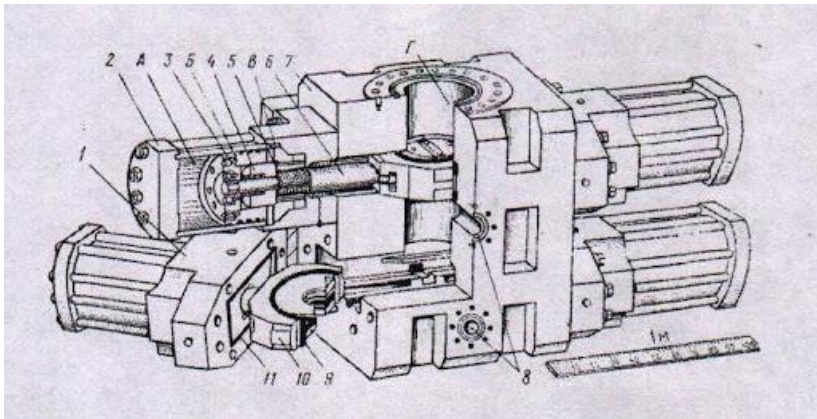


Рис. 2.154 Схема плашкового превентера

Плашковий превентер складається з (рис. 2.154):

1. Кришки;
2. Гідроциліндра;
3. Головного поршня;
4. Допоміжного поршня;
5. Кільця засувки;
6. Штока;
7. Корпуса;
8. Ущільнення;
9. Манжети;
10. Плашок;
11. Ущільнювач.

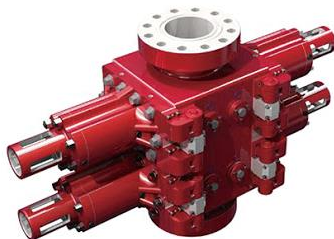


Рис. 2.155 Спарений плашковий превентер

Управління превентером здійснюється гідравлічною системою шляхом подачі масла в гідроциліндр або вручну штурвалами, винесеними в безпечне місце. Основним елементом герметизації є плашки з гумовим ущільненням. Трубні плашки мають розмір, котрий відповідає розміру бурильних труб. В разі застосування двох розмірів труб на містках постійно чергує «аварійна» труба з перевідником, але її використання потребує часу для її нарощування, що є небажаним фактором.

2.7.3. Превентер універсальний гідравлічний (ПУГ рис. 2.156) призначений для герметизації затрубного простору незалежно від того, котрий розмір бурильних труб знаходиться у свердловині, можливо, навіть ведучої бурильної труби (квадрата). ПУГ складається (рис. 2.157) з таких елементів:

- | | |
|------------------------|-----------------|
| 1 – кришки превентера; | 5,7,9 – манжет; |
| 2 – ущільнення кришки; | 6 – плунжера; |

3 – основного ущільнювача;
4 – корпуса;

8 – втулки;
10 – камери обігріву.

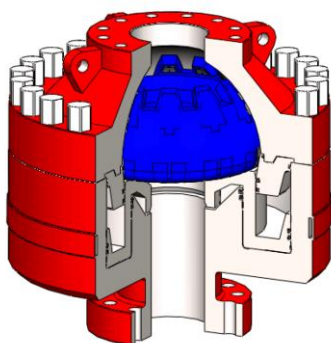


Рис. 2.156 Превентер універсальний (ПУГ)

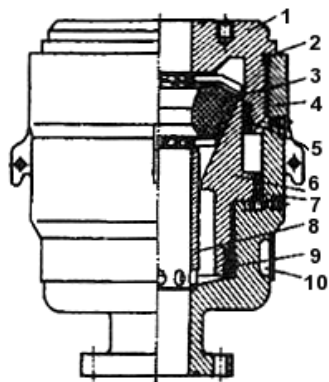


Рис. 2.157 Схема ПУГ

Основними елементами ПУГ є плунжер, котрий при вмиканні під дією тиску в масляному акумуляторі рухається догори і кільцевий основний ущільнювач охоплює трубу, яка знаходиться в свердловині.

2.7.4. Колонна головка, хрестовина У міру поглиблення свердловини стінки її кріпляться обсадними колонами, а на усті свердловини їх з'єднують колонною головою. На рис.2.158 зображена трисекційна колонна головка. Вона складається з одно-фланцевої колонної головки 1, клинових підвісок 2, 5, 8, ущільнення 3, 6, 9 та двофланцевих колонних головок 4, 7. Багатосекційна колонна головка нарощується поступово, у міру спуску відповідних обсадних колон, та забезпечує герметичність міжколонного простору. Між колонною головою і превентером монтується хрестовина (рис. 2.159), через яку у випадку ліквідації проявлень відводиться буровий розчин з флюїдом на безпечну відстань.

Від хрестовини на сторони монтуються відводи на блок глушіння (рис. 2.160) та блок дроселювання (рис. 2.161).

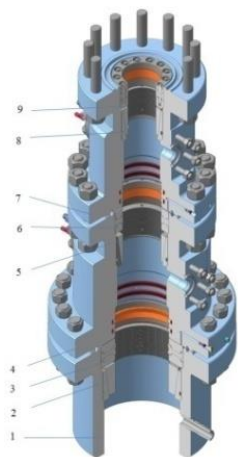


Рис. 2.158 Колонна головка



Рис. 2.159 Хрестовина з превентерами



Рис. 2.160 Блок глушіння



Рис. 2.161 Блок дроселювання

2.8. Схеми розміщення бурового обладнання.

Оскільки існує багато типів бурових верстатів, то і схем їх розташування також чимало. Навіть одне і те ж обладнання може мати декілька варіантів розташування. Схему розміщення розробляє механічна служба бурової компанії, затверджує головний інженер і цей документ є обов'язковим для всіх підрозділів компанії. Але при складанні схем основні критерії такі:

- а) мінімізація площі земельної ділянки;
- б) зручність проведення монтажних робіт;
- в) технологічна зручність ведення робіт щодо буріння, кріплення та випробовування свердловини;
- г) екологічна безпека навколишнього середовища;
- д) можливість зручного й безпечного транспортування обладнання, матеріалів та людей;
- е) приділення особливої уваги заходам на випадок нафтогазопровивів.

Для прикладу розглянемо буровий верстат «Уралмаш 3Д». Довгий час його монтували дуже компактно, що не завжди давало позитивний результат. Рознесення на відстань вишкового і насосного блоку (рис. 162) дало змогу одночасно вести монтаж цих блоків, що суттєво скоротило час монтажу. У несприятливих умовах вдається зберегти хоч частину обладнання.

На рис. 2.163 наведена схема монтажу в Україні американського верстата GARDNER DENVER 3000 з деяким доповненням вузлами виробництва ТОВ «Горизонт-інвест» (Україна).

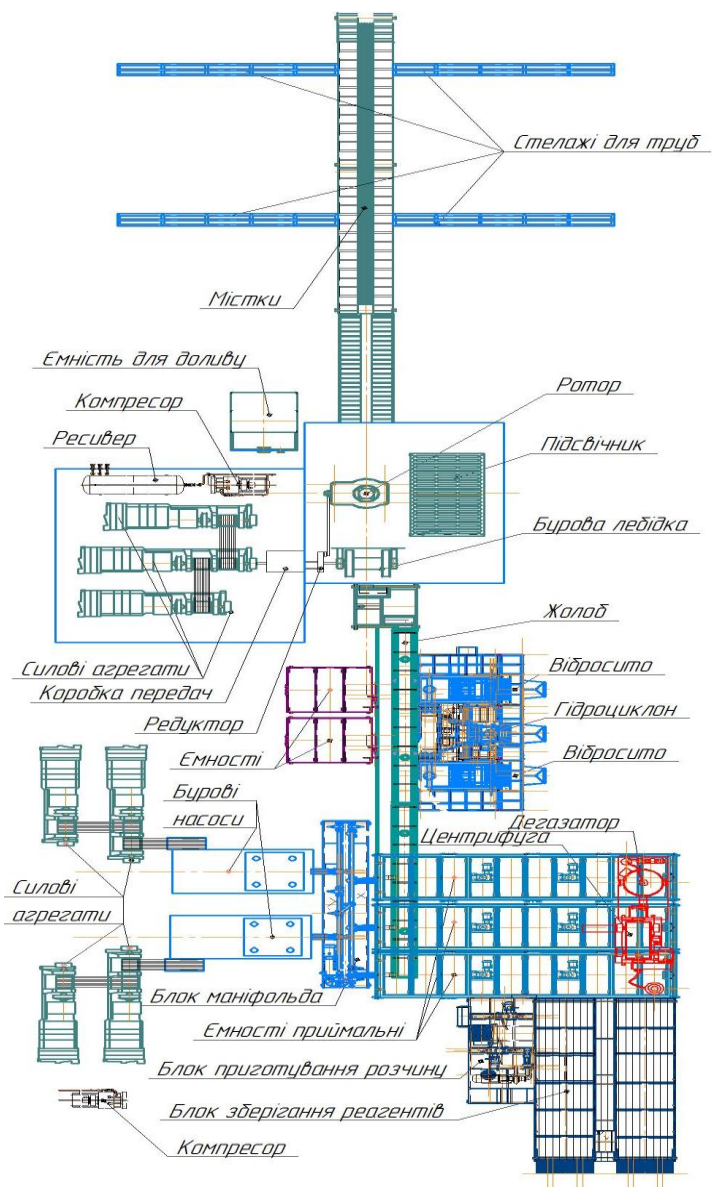


Рис. 2.162 Схема розміщення бурового обладнання «Уралмаш ЗД»

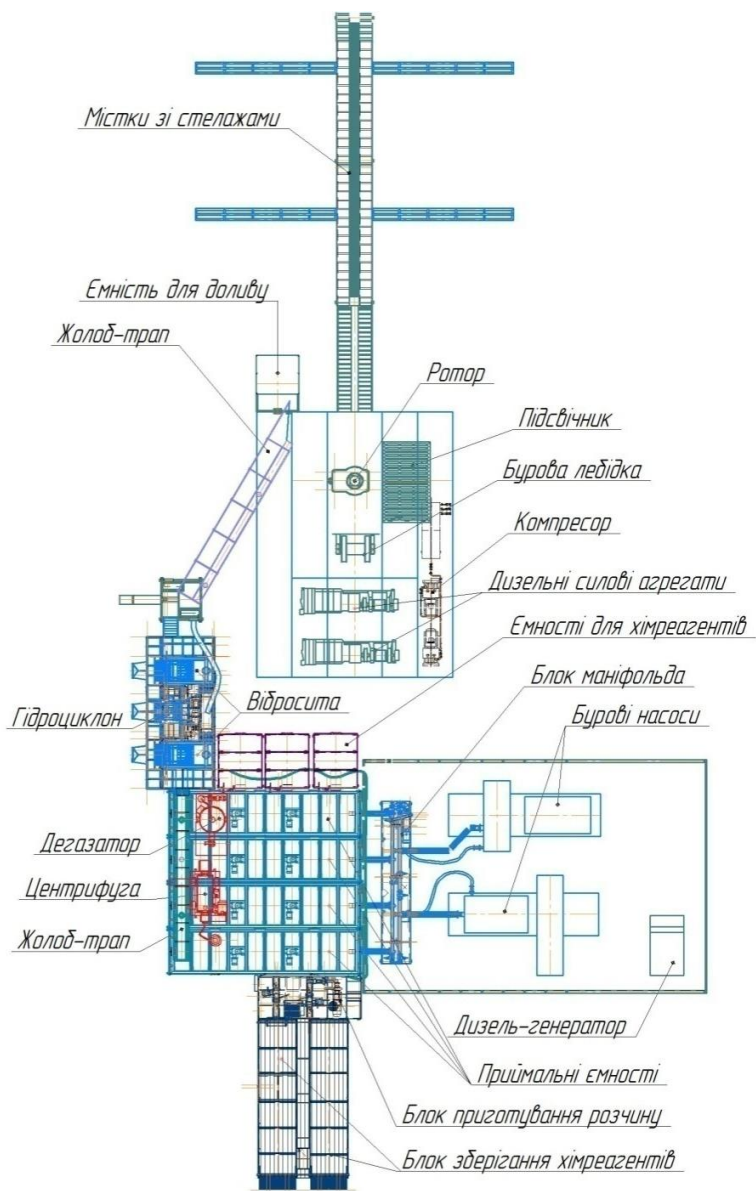


Рис. 2.163 Схема розміщення бурового верстата GARDNER DENVER 3000

2.9. Мобільні бурові верстати [31]

Сам термін «мобільні» свідчить про те, що верстат має своє шасі й може самостійно переміщатися. Обмеження пов'язане з габаритами, а також з вантажопідйомністю шасі поширюється на вантажопідйомність верстата, але вона на сьогодні сягає сотень тон. Значні переваги мобільного верстата полягають в тому, що витрати часу на транспортування і монтаж порівняно малі. По суті після прибуття верстата на об'єкт виконується не монтаж, а його розгортання.



Рис. 2.164 Мобільний верстат ZJ40



Рис. 2.166 Мобільний верстат ZJ20



Рис. 2.165 Мобільний верстат ZJ10

На рис. 2.164 зображений верстат ZJ40, на рис. 2.165 – ZJ10, на рис. 2.166 – ZJ20, китайського виробництва. Перші два в

транспортному положенні, третій в робочому. Їх короткі характеристики наведені в таблиці 2.8

Характеристика мобільних верстатів

Таблиця 2.8

Модель	ZJ10	ZJ20	ZJ40
Характеристика			
Номінальна глибина буріння, м	1000	2000	4000
Номінальна глибина капремонту, м	3200	5300	7000
Номінальне навантаження на гаку, тон	75	120	200
Максимальне навантаження на гаку, тон	90	158	225

Оскільки в Україні нафтові й газові свердловини відносно глибокі, то мобільні верстати переважно використовуються для капітального ремонту та випробовування свердловин про що йтиметься нижче.

3. Бурильна колона (рис. 3.1) призначена для подачі долота на вибій свердловини, обертання його на вибої при роторному бурінні, періодичної у міру зношування його заміни та подачі бурового розчину для його охолодження і виносу вибуреної породи. Перша ведуча бурильна труба, яка постійно з'єднана з вертлюгом має, як правило, квадратний переріз, а тому в обиході має назву «квадрат». Інколи використовуються ведучі бурильні труби шестигранного перерізу. Довжина ведучої труби завжди більша від довжини бурильних труб щоби мати запас при нарощуванні колони. Остання обертається за допомогою ротора в котрій уставляються дві половинки клинів (рис. 3.2) крізь які квадрат по осі ходить вільно, а при обертанні ротора обертальний рух передається колоні. Після пробурювання свердловини на довжину квадрата останній підіймається і разом з вертлюгом ставиться в шурф. Колона нарощується черговою бурильною трубою, спускається у свердловину, а квадрат знову накручується на колону і буріння продовжується. Труби квадратного перерізу мають розміри (мм): 65x65; 80x80; 112x112; 140x140; 155x155 [33]. Між квадратом і бурильними трубами застосовується перехідник навіть тоді коли різьби збігаються. Це робиться для того, щоб захистити різьбу, котра є безпосередньо на квадраті.

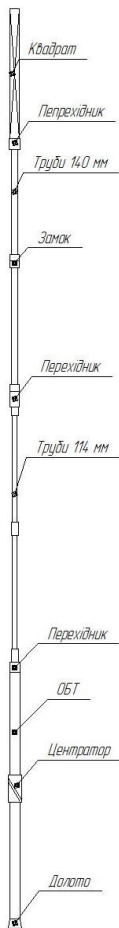


Рис. 3.1 Схема колони



Рис.3.2Клини квадрата

На рис. 3.1 зображена двосекційна бурильна колона яка складається з труб діаметром 140 та 114 мм. На практиці може бути і більше

секцій. Обґрунтування необхідності секціювання наведено нижче при розрахунках колони на міцність.

3.1. Бурильні труби Сталеві бурильні труби виготовляються таких конструкцій:

3.1.1 Труби з накрученими замками (рис. 3.4):

- з висадженими всередину кінцями (ТБВ);
- з висадженими назовні кінцями (ТБН);
- з висадженими всередину кінцями і стабілізуючими поясками (ТБВК);
- з висадженими назовні кінцями і стабілізуючими поясками (ТБНК);

3.1.2 Труби з привареними замками:

- з внутрішньою висадкою (ТБПВ);
- із зовнішньою висадкою (ТБПН);
- з комбінованою висадкою (ТБПК);

Труби виготовляються із сталей групи міцності Д, К, Е, Л, М, Р. Характеристики груп міцності приведені в таблиці 3.1

Характеристика груп міцності Таблиця 3.1

Група міцності	Д	К	Е	Л	М	Р
Границя міцності, МПа	637	687	735	784	882	980
Границя текучості, МПа	373	490	539	637	735	882

Діаметри сталевих бурильних труб: 60, 73, 89, 102, 114, 127, 140, 168 мм.

Крім того, випускаються труби з алюмінієвих сплавів: Д16Т; 1953Т1; АК4-1Т1. Стандартами АНІ (Американський нафтовий інститут) передбачено випуск бурильних труб

міцності E-75; X-95; G-105; S-135. Повну характеристику бурильних труб можна знайти в [5, 7,10,11].

3.2. Обважені бурильні труби (ОБТ) використовуються для створення осевого навантаження на долото та підтримки розтяжних зусиль у бурильній колоні. Залежно від геологічних умов буріння діаметр ОБТ вибирається якомога ближчий до діаметра долота, що дозволяє мінімізувати скривлення свердловини [5,10]. Розрахункове співвідношення діаметрів наведено в таблиці 3.2. Для зменшення площі контакту ОБТ зі стінками свердловини з метою запобігання ймовірності прилипання використовуються спіральні ОБТ (рис. 3.3) та за стандартами АНІ квадратного перерізу.



Рис. 3.3 Спіральне ОБТ

Кількість ОБТ вибирається таким чином, щоб частина їх маси використовувалася на навантаження на долото, тобто нижня частина була стиснена, а верхня частина і вся інша компоновка – розтягнута.

Нульовий переріз напруги знаходиться в ОБТ, таким чином зменшується ймовірність руйнування бурильних труб. Необхідна довжина ОБТ визначається за формулою

$$L_{обт} = \frac{1,25 \cdot P_d}{q_{обт}} \quad (\text{м}), \quad (3.1)$$

де P_d – осеве навантаження на долото (МН);

$q_{обт}$ – маса одного метру ОБТ (МН/м);

Повну характеристику ОБТ можна знайти в довіднику [11].

Співвідношення діаметрів долота і ОБТ

Таблиця 3.2

Діаметр долота мм	139,7- 146	149,2- 158,7	165,1- 171,4	187,3- 200	212,4- 228,6	244,5- 250,8
Діаметр ОБТ мм	108	120	133	159	178	229
Маса ОБТ кН/м	630	635	830	1160	1560	2734

Продовження таблиці 3.2

Діаметр долота мм	269,9	295,3	320	349,2	374,6- 393,7	>393,7
Діаметр ОБТ мм	229	245	245	254	273	273
Маса ОБТ кН/м	2734	2580	2580	3361	3971	3971

3.3. Елементи бурильної колони

Бурильні труби між собою з'єднуються за допомогою бурильних замків (рис. 3.4), які складаються з двох частин. Кожна частина накручується або приварюється до труби, і це з'єднання працює до капітального ремонту чи списання труби. Робоче з'єднання являє собою конічну різьбу, котра



Рис. 3.4 Замки бурильних труб

багатократно скручується й розкручується, особливо це стосується свічок при спуско-піднімальних операціях. Залежно від співвідношення діаметрів висадки бурильних труб і замків останні бувають таких типів: ЗН; ЗШ; ЗУ; ЗШК; ЗУК [11].

В компоновку низу бурильної колони (КНБК) можуть включатися *центратори, калібратори, розширювачі, стабілізатори*.



Рис. 3.5 Калібратор

Найбільш розповсюдженими є спіральні калібратори (рис. 3.5), які при проходженні пластів гірських порід калібрують стовбур свердловини відносно діаметра долота. Для з'єднання елементів бурильної колони

використовуються *перехідники*. Вони мають замкові конусні різьби. Залежно від призначення перехідники можуть бути: ніпель-муфта; муфта-муфта; ніпель-ніпель. Типи замкових різьб: 3-76; 3-88; 3-101; 3-117; 3-121; 3-147; 3-152; 3-171. Цифра в позначенні вказує на діаметр конуса біля опорної поверхні. Перехідники виготовляються зі сталі 40ХН. Крім перелічених елементів бурильної колони в КНБК можуть включатися амортизатори. Які призначені для гасіння коливань, що виникають під час взаємодії долота і породи.

3.4. Розрахунок довжини та ваги бурильної колони

Для прикладу розрахунку бурильної колони розглянемо умови конкретної свердловини:

- свердловина вертикальна;
- інтервал буріння 3050-3700 м;
- спосіб буріння – роторний;
- швидкість обертання стола ротора – 60 об/хв.;
- діаметр долота 215,9 мм;
- густина бурового розчину 1160 кг/м³;
- осьове навантаження на долото – 0,2 МН;
- породи середньої твердості;
- буріння під експлуатаційну колону 140 мм;
- діаметр попередньої обсадної колони – 245 мм;
- перепад тиску на долоті $P_d=6$ МПа.

Для створення навантаження 0,2 МН на долото діаметром 215,9 мм вибираємо ОБТ діаметром 178 мм (табл. 3.2). Тоді необхідна їх довжина складатиме

$$l_{обт} = \frac{1,25 \cdot G_d}{q_{обт}} = \frac{1,25 \cdot 0,2}{0,00156} = 160 \text{ м}; \quad (3.2)$$

Згідно з рекомендаціями довідника [11] для буріння з під попередньої колони діаметром 245 мм вибираємо бурильні труби діаметром 127 мм, а верхньої секції – 140 мм. Довжину першої секції визначаємо за формулою:

$$l_1 = \frac{Q_p - k(Q_{обт} + Q_{нк}) \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) - P_d \cdot F_k}{k \cdot q \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right)} \quad (3.3)$$

$$Q_p = \frac{\sigma_n \cdot S_{\text{тр}}}{n} \quad (3.4)$$

де Q_p – допустиме розтяжне навантаження для туб [11] (МН);

σ_n – границя текучості матеріалу труб (МПа);

$S_{\text{тр}}$ – площа січення тіла труби (м^2);

n – коефіцієнт запасу міцності (для ускладнених умов буріння $n = 1,35$);

$Q_{\text{обт}}$ – маса ОБТ (МН);

$Q_{\text{нк}}$ – маса наддолотного комплексу бурильних труб (МН);

ρ_p, ρ_m – відповідно густина бурового розчину і матеріалу труб ($\text{кг}/\text{м}^3$);

F_k – площа прохідного каналу труб (м^2) [5];

q – приведена маса одного погонного метру труби (МН/м) [5];

k – коефіцієнт, котрий ураховує вплив сил тертя, інерції й опору руху бурового розчину ($k = 1,15$);

незалежно від марки сталі $\left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) = \left(1 - \frac{1,16}{7,85}\right) = 0,85$.

Визначаємо довжину першої секції бурильних труб

$$l_1 = \frac{0,93 - 1,15(0,25 + 0,065)0,85 - 6 * 89,9 * 10^{-4}}{1,15 * 0,000289 * 0,83} = 2060 \text{ м.}$$

Приймаємо 2000 метрів, її маса

$$Q_{\text{нк1}} = 2000 * 0,000289 = 0,578 \text{ МН.}$$

Для комплектації другої секції вибираємо труби ТБПК 127x10К, довжина яких визначається за формулою

$$l_2 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k * q_2 \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right)}, \quad (3.5)$$

де Q_{p2} - допустиме розтяжне навантаження для труб другої секції.

За формулою 3.4 визначаємо допустиме розтяжне навантаження для труб другої секції

$$Q_{p2} = \frac{1,65}{1,35} = 1,22 \text{ МН},$$

тоді

$$l_2 = \frac{1,22 - 0,93}{1,15 * 0,000289 * 0,85} = 1026 \text{ м}.$$

Приймаємо довжину другої секції 1000 м, маса якої

$$Q_{нк2} = 1000 * 0,000289 = 0,289 \text{ МН};$$

Останню секцію формуємо з труб ТБВК 140x10Е. Довжина секції

$$l_3 = L - l_{обт} - l_1 - l_2 = 3700 - 160 - 2000 - 1000 = 540 \text{ м},$$

а маса: $G_{нк3} = 540 * 0,000368 = 0,199 \text{ МН}.$

Загальна маса бурильної колони:

$$Q_k = Q_{обт} + Q_{нк1} + Q_{нк2} + Q_{нк3}$$

$$Q_k = 160 * 0,000156 + 0,578 + 0,289 + 0,199 = 1,09 \text{ МН}.$$

Допустиме осьове навантаження для труб ТБВК 140x10Е з урахуванням границі текучості [11] становить 2,196 МН, а з урахуванням коефіцієнта запасу міцності $2,196/1,35=1,63$. Фактичний коефіцієнт запасу міцності становить $1,63/1,09=1,5$, що цілком задовольняє вибраний комплект.

3.5. Розрахунок бурильної колони на витривалість

Змінна напруга згину визначається за формулою

$$\sigma_a = \frac{\pi^2 * E * J * f}{2 * 10^6 * L^2 * W_{32}}, \quad (3.6)$$

де E – модуль пружності сталі Н/м^2 ;

J – осьовий момент інерції розрізу труби, м^4 ;

$$J = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}; \quad (3.7)$$

f – стріла прогину труби, м ;

$$f = \frac{1,1D_0 - D_3}{2}; \quad (3.8)$$

D_d – діаметр долота, м ;

D_3 – діаметр замка труби, м ;

L – довжина на півхвилі, м ;

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt[4]{\frac{0,2J\omega^2}{q}}; \quad (3.9)$$

ω – кутова швидкість обертання колони, рад/с ;

W_{32} – момент опору висадженого кінця труби, м^3 ;

$$W_{32} = \frac{\pi(D_{нвк}^4 - d_{вк}^4)}{D_{нвк}}; \quad (3.10)$$

q – вага труби кг/см ;

Постійна напруга згину:

$$\sigma_m = 2\sigma_a. \quad (3.11)$$

Коефіцієнт запасу міцності на витривалість

$$n = \frac{(\sigma_{-1})_d}{\sigma_a + (\theta_\sigma)_d \sigma_m}, \quad (3.12)$$

де

$(\sigma_{-1})_d$ – межа витривалості МПа [5, табл. 38].

Коефіцієнт

$$(k_\sigma)_d = \frac{\sigma_{-1}}{(\sigma_{-1})_d}; \quad \sigma_{-1} - \text{в [5]}. \quad (3.13)$$

Коефіцієнт запасу міцності на витривалість повинен бути $n \geq 1,9$;

3.6. Розрахунок бурильної колони на статичну міцність

Розрахунок зводиться до визначення найбільшої напруги розтягу і дотичної напруги від кручення. Напруга розтягу визначається за формулою

$$\sigma_p = \frac{k(Q_{\text{ом}} + Q_{\text{оом}}) \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) + P_{\text{д}} F_k}{F_{\text{тр}}}, \text{ МПа}, \quad (3.14)$$

де $F_{\text{тр}}$ – площа поперечного перерізу труби, м²;

Дотична напруга обчислюється за формулою

$$\tau = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}} \text{ Н/м}^2 \quad (3.15)$$

де $M_{\text{кр}}$ – крутний момент бурильної колони, Нм;

$$M_{\text{кр}} = 9740 \frac{\pi(N_{\text{в}} + N_{\text{д}})}{30n}, \quad (3.16)$$

$W_{\text{кр}}$ – момент опору колони, м³;

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \left(\frac{D^4 - d^4}{D} \right), \quad (3.17)$$

$N_{\text{в}}$ – витрати потужності на обертання колони, кВт;

$$N_{\text{в}} = 1,35 * 10^{-4} L D^2 \left(\frac{30n}{\pi}\right)^{1,5} D_{\text{д}}^{0,5} \rho_p, \quad (3.18)$$

$N_{\text{д}}$ – витрати потужності на обертання долота, кВт;

$$N_{\text{д}} = c * 10^{-4} 398n D_{\text{д}}^{0,4} P_{\text{д}}^{1,3} \frac{30}{\pi}, \quad (3.19)$$

c – коефіцієнт тривкості породи [35].

$P_{\text{д}}$ – навантаження на долото, МН;

Коефіцієнт запасу міцності при спільній дії нормальних і дотичних напруг

$$n = \frac{\sigma_m}{\sqrt{\sigma_p^2 + 3\tau^2}}, \quad (3.20)$$

він повинен бути при нормальних умовах буріння 1,4, при ускладнених –1,45.

3.7 Аварії з бурильною колоною та методи їх ліквідації.

Оскільки бурильна колона працює в досить складних умовах з точки зору різних навантажень, то її елементи періодично руйнуються. Руйнування відбувається як по тілу труби, так і в різьбових з'єднаннях.



Рис. 3.6 Ловильний інструмент



Рис. 3.7 Овершот

Особливо неприємним є злом по тілу труби і відхилення «голови» злому в каверну свердловини. Основні інструменти для ліквідації аварій з бурильною колоною такі: труболовки (овершоти) зовнішні; труболовки (овершоти) внутрішні; мітчики; колокола рис.3.6.

Основне призначення овершота (рис. 3.7) це захоплення циліндричних елементів у свердловині за зовнішню (або внутрішню) поверхню з подальшим їх підйманням.

Овершот складається з корпусу, воронки, переходника, набору спіральних чи цангових захоплень з напрямними втулками.

4. Бурові розчини та промивання свердловини

Бурові розчини відіграють дуже важливу роль при бурінні свердловин. Інколи метафорично розчин називають «кров свердловини» і це дійсно так. Буровим розчинам завжди приділяли і приділяють значну увагу. Над проблемою вдосконалення розчинів та створення нових працюють багато наукових установ і лабораторій. Практично кожна бурова компанія має свою лабораторію.

З цього приводу опубліковано чимало праць [1, 4, 12]. У цій роботі автор намагався стисло висвітлити більшість питань, що стосується бурових розчинів.

У США, а також у семи країнами колишнього СРСР передбачено використання міждержавних стандартів на виміри параметрів бурового розчину [23].

4.1 Функції бурових розчинів

Основні функції та властивості бурових розчинів:

- очистити вибій свердловини від вибуреної породи та винести її на поверхню;
- охолодити долото;
- створити гідростатичний тиск на пласти з метою попередження нафто-газо-водопроявів;
- захистити пласти від осипів, руйнування і деформацій;
- зменшити силу тертя бурильної колони та долота;
- створити захисну кірку на стінках свердловини з метою попередження проникнення фільтрату в пласт;
- мінімізувати власну водовіддачу;
- утримувати в зваженому стані свою тверду фазу та вибурену породу при відсутності циркуляції;
- чинити гідравлічну дію на розбурювань породу з метою її руйнування;
- захищати від корозії труби і обладнання;

- забезпечувати якісне проведення геофізичних робіт у свердловині;
- відповідати екологічним вимогам та збереженню навколишнього середовища.

4.2. Основні параметри бурових розчинів

4.2.1. *Густина* бурового розчину є одним з найважливіших параметрів оскільки від нього залежить гідростатичний тиск у свердловині. Це параметр, котрий підлягає постійному контролю і регулюванню.

Практично завжди гідростатичний тиск у свердловині обчислюють в кілограмах на сантиметр квадратний

$$P_{гст} = \frac{\rho_{бр}L}{10} \quad (4.1)$$

де $\rho_{бр}$ - густина бурового розчину, г/см³;

L – глибина свердловини, м.

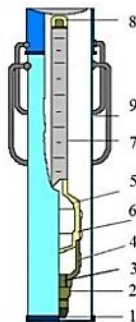


Рис. 4.1 Ареометр для бурового розчину

Густина у польових умовах вимірюють ареометром (рис.4.1), у якому є мірний стакан 4, у який наливають розчин. У відро 9 наливається вода, куди і поміщають поплавок. Під дією металевого баласту 3 поплавок занурюється у воду, а на шкалі 7 визначається густина розчину. Усі виміри фіксують у спеціальному журналі.

4.2.3. Умовна в'язкість

Умовна в'язкість показує рухомість розчину, яку встановлюють за допомогою віскозиметра (рис. 4.2). Мірним кухолем у воронку наливають 700 см^3 розчину ($500+200$), попередньо закривши вихідний отвір. Потім з воронки зливають 500 см^3 фіксуєючи час, а 200 см^3 створюють надлишковий тиск. Зафіксований час і є умовною в'язкістю. Перевіряється віскозиметр на воді умовна в'язкість котрої становить 15 секунд.

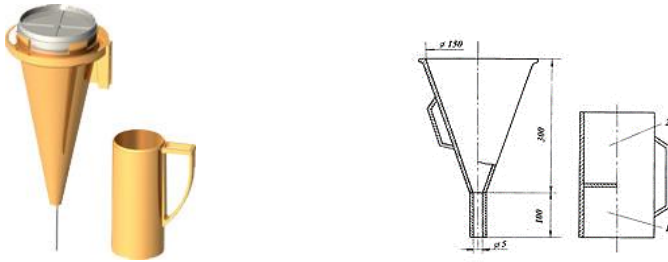


Рис. 4.2 Віскозиметр

4.2.4. Водовіддача та фільтраційна кірка

Параметр «водовіддача» характеризує фільтраційні властивості розчину. Фільтрат, котрий віддає розчин, проникаючи в пласти, наносить останнім велику шкоду. Так, наприклад, проникаючи в продуктивний пласт, фільтрат змушує набухати глинисту складову, що суттєво зменшує проникність колектора. Деякі пласти набухаючи, руйнуються утворюючи каверни, котрі також небажані внаслідок збільшення діаметра свердловини.

Завдання технологічних служб – утримувати цей параметр якомога меншим, що досягається хімічною обробкою розчину, про що буде сказано нижче. При проникненні фільтрату в пласт на стінці свердловини утворюється кірка, яка зменшує діаметр свердловини, що зі свого боку може привести до заклинювання долота.

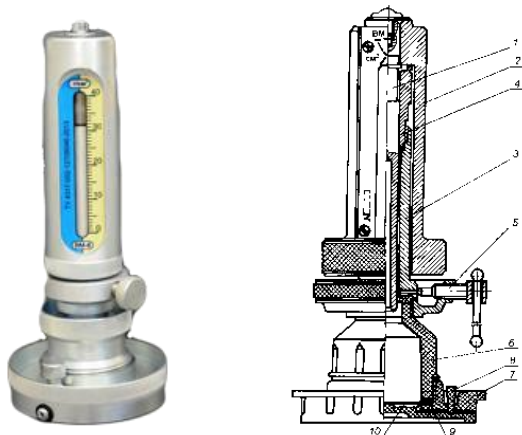


Рис. 4.3 Прилад ВМ-6

Параметр водовіддачі вимірюється приладом ВМ-6 (рис. 4.3). Він складається з плунжера 1, вантажу-шкали 2, циліндра 3 з укрученою в нього втулкою 4, голки 5, фільтраційного стакана 6, підставки 7, пробки 8, гумової прокладки 9 і паперового фільтра 10.

Максимальна водовіддача, яку можна виміряти безпосередньо на приладах ВМ-6, становить 40 см^3 за 30 хв.

Порядок роботи:

- змочують гурток фільтрувального паперу діаметром 75 мм водою, кладуть його на дно піддону, зверху кладуть гумову прокладку і накручують стакан;

- отвір в піддоні закривають пробкою;

- заливають досліджуваний буровий розчин у стакан об'ємом 120 см^3 ;

- нагвинчують напірний циліндр із закритим голчастим клапаном на стакан, зверху наливають машинне масло;

- вставляють плунжер у циліндр (для створення тиску $0,1 \text{ МПа}$), і, відкривши спускну голку, легким

обертанням підводять нульову поділку на шкалі до відлікової риски на втулці циліндра;

- закривають спускний голчастий клапан, відкривають отвір у піддоні, вийнявши пробку, одночасно ввімкнувши секундомір. При відкритті отвору може статися різке опускання плунжера на певну величину («стрибок»). Значення «стрибка» необхідно відняти від отриманого за шкалою значення показника фільтрації;

- через 30 хвилин роблять відлік за шкалою, відкривають спускну голку, випускають масло й опущений плунжер виймають із циліндра;

- голчастий клапан закривають, циліндр відвертають, масло зливають;

- розчин виливають, відгвинчують стакан і дістають фільтраційну кірку.

Вимірюють товщину фільтраційної кірки.

4.2.5 Статичне напруження зсуву (СНЗ).

Важливим параметром бурового розчину є його міцність після перебування в стані спокою. Для вимірювання цього параметра застосовується прилад СНС-2 (рис. 4.4) котрий складається із циліндра 8, підвішеного на пружній нитці 4, частотою 0,2 об/хв через редуктор і шків передається від електродвигуна 13. Щоб уникнути ковзання розчину, поверхню підвішеного циліндра зроблено рифленою. На трубці 5, з'єднаній із циліндром, укріплений лімба 6 з поділками від 0 до 360 °. На рівні лімба на кронштейні наявний показчик 14. Для установки станини 11 приладу в горизонтальне положення є опорні 12 і регулюючі гвинти за допомогою конуса 2, кронштейна 1, стакана 9, встановленого на столику 10. Обертання столика здійснюється двигуном 13.

Порядок виконання виміру:

- станину приладу за допомогою настановних гвинтів привести в горизонтальне положення, про що буде свідчити співвісне розташування циліндра в склянці;
- зняти пружну систему, залити приблизно 120 мл бурового розчину в стакан і вертикально занурити циліндр у розчин, підвісивши пружну систему на кронштейн. Рідину витримати в спокої після установки внутрішнього циліндра протягом $t_1 = 1$ хв.;
- після закінчення 1 хвилини вмикається електродвигун при цьому обертання стакана через структуру розчину передається внутрішньому циліндрові, котрий закручує пружну нитку. Закручування нитки із циліндром внаслідок пластичної деформації розчину поступово знижується. У

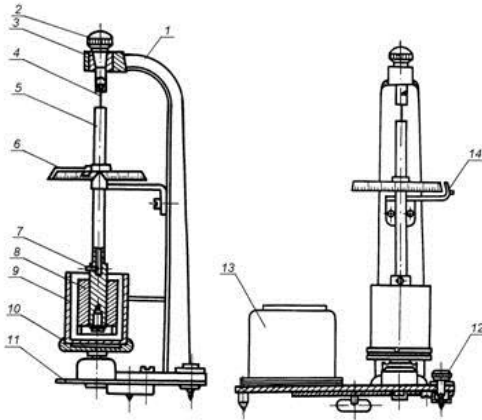


Рис. 4.4 Прилад для виміру СНЗ

момент, коли сила опору нитки при закручуванні стане рівною силі опору тертя між розчином і поверхнею циліндра, структура розчину руйнується і циліндр зупиняється. Кут закручування нитки ϕ можна визначити по лімбу приладу за допомогою

показчика, закріпленого на штативі;

- розчин у стакані знову перемішується і робиться аналогічний вимір кута закручування φ через $t_{10} = 10$ хвилин витримки розчину в спокої;
- статична напруга зсуву обчислюється за формулами:

$$\text{CHЗ}_1 = k (\varphi_2 - \varphi_1), \quad (4.2)$$

$$\text{CHЗ}_{10} = k (\varphi_4 - \varphi_3). \quad (4.3)$$

Коефіцієнт тиксотропії розраховується за формулою:

$$K_m = \frac{\text{CHЗ}_{10} - \text{CHЗ}_1}{t_{10} - t_1}. \quad (4.4)$$

4.2.6. Визначення вмісту піску в буровому розчині



Рис. 4.5 Прилад для виміру піску OM-2

Уміст піску в розчині викликає абразивне зношування абсолютно всього, з чим він контактує. Особливо дістається деталям бурових насосів, де швидкість потоків велика. Вимір дозволяє контролювати, а значить і регулювати його вміст за допомогою гідроциклонів (рис. 2.124). Для визначення вмісту піску в розчині використовується відносно простий прилад – відстійник OM-2 (рис. 4.5). У ємність заливається 200–300 см³ води, туди ж виливається 50 см³ розчину, доповнюється водою до контрольного отвору, прилад закривається кришкою та інтенсивно збовтується. Прилад залишають на 1 хвилину в спокої, після чого показник у віконці множать на 2 (тому що 50 см³) і отримують відсоткове відношення піску до розчину.

Характеристика OM-2:

— місткість відстійника, см ³	500 ±15
— місткість пробірки, см ³	10
— місткість стаканчика, см ³	50 ±1
— діапазон визначення, см ³	0,5 — 10
— ціна ділення пробірки, см ³	0,2
— габаритні розміри, мм	60x85x415
— маса, кг	0,7

За стандартом США вміст піску в буровому розчині виражається процентним умістом (об'ємним умістом) частинок з діаметром більше 74 мкм. Уміст піску вимірюється набором із ситом для піску. Сито з осередками розміром 74 мкм (200 меш), діаметром 63,5 мм (2,5 дюйма).

4.2.7. Інші параметри бурового розчину

Крім перелічених вище параметрів лабораторії визначають: уміст хлоридів; уміст кальцію; уміст магнію; уміст калію; показник *pH*; уміст твердої фази; уміст нафти і газового конденсату; уміст газу.

4.3. Матеріали та хімічні реагенти для приготування розчинів

Різноманітність гірничо-геологічних умов буріння обумовила створення великої кількості рецептур бурових розчинів, а відповідно й використання широкого спектра матеріалів і хімічних реагентів. Детально матеріали та хімічні реагенти описані в роботах [1,4,12]. Нижче наводяться лише їх перелік та основне призначення.

До матеріалів, які використовуються для створення бурових розчинів, слід віднести *глини і глинопорошки*, такі як бентоніти, палигорськіти та ін. В основі розчину найчастіше є вода в окремих випадках – нафтопродукти. Для отримання заданої густини розчину використовуються *обважнювачі*, такі як *доломіт* $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, *барит* BaSO_4 , *гематит* Fe_2O_3 тощо.

Бурові розчини класифікуються за такими основним ознаками:

- **основа** – на водній основі, емульсії та на нафтовій основі;
- **густина** – полегшені (густина ≤ 1080 кг/м³), нормальні (густина ≤ 1260 кг/м³), обважнені (густина > 1260 кг/м³);
- **температуростійкість** – нетерmostійкі (до +90⁰С), обмежено терmostійкі (до+140⁰С); терmostійкі (до +220⁰С);
- **відношення до породи** – інгібовані і неінгібовані;
- **склад твердої фази** – безглинисті, бентонітові (глини < 3%), мало глинисті (глини < 8%), глинисті (глини > 8%).

Палигорськітові, глинисто-крейдянні та крейдянні не можуть бути полегшеними. Емульсії й на нафтовій основі є інгібованими.

Неінгібовані розчини: вода, природні розсоли, соленасичена крохмальна емульсія, глинисті розчини, оброблені порошкоподібним вугле-лужним реагентом (ПВЛР), карбоксиметил-целюлозою (КМЦ), крохмалем і акрилатами.

Інгібовані розчини: соленасичені, калієві, кальцієві, силікатні, алюмінатні, полімерлігносульфонатні.

Для розв'язання численних завдань, сформульованих в розділі 4.1 спеціалісти з бурових розчинів вимушені використовувати велику кількість хімічних реагентів та проводити тисячі лабораторних досліджень. Усі хімічні реагенти (хімреагенти) розділяються на групи неповний склад яких наведено нижче:

- інгібітори: калій хлористий, кальцій хлористий, карналіт, вапно, алюмінат;
- гумати: порошкоподібний вугле-лужний реагент (ПВЛР);
- лігніни: нітролігнін натрієвий;
- ефіри целюлози: карбоксиметил-целюлоза (КМЦ);

- феноли та лігносульфонати: конденсована сульфїт спиртова барда (КССБ), ферохромлігносульфонат (ФХЛС), окзил;
- таніни: крохмаль;
- акрилати: гіпан, поліакриламід, метас;
- луѓи: сода каустична, їдке калї (гїдроксид калїю);
- хромати: бїхромат калїю, бїхромат натрію;
- змазуючі добавки: нафта, графіт, СМАД-1;
- емульгатори: сульфонал, мило сульфатне;
- піногасники: поліетилен, спирти синтетичні, реагент ВЖС.

Для зниження водовіддачі використовуються: ПУЩР, КССБ, КМЦ. Для зниження в'язкості – ПВЛР, ФХЛС, КМЦ. Багато інших хїмреагентами регулюють інші параметри, наведені вище. В основі приготування та обробки завжди лежить розрахунок або результат лабораторних досліджень.

4.4. Розрахунок кількості обважнювача бурового розчину

У міру поглиблення свердловини виникає потреба в збільшенні гїдростатичного тиску бурового розчину з метою недопущення нафто-газо-водопроявів та утримання стїнок свердловини від руйнування. Завдання розв'язується регулюванням густини бурового розчину шляхом його обважнення. При цьому застосовуються обважнювачі (табл.4.1).

Норма обважнювача на 1 м³ бурового розчину:

$$n_{об1} = \frac{\rho_{обв}(\rho_{ор} - \rho_{вх})}{\rho_{обв} - \rho_{ор}(1 - \alpha + \alpha * \rho_{обв})} \quad (4.5)$$

де $\rho_{обв}$ - густина обважнювача;

$\rho_{ор}$ - густина обважненого розчину;

$\rho_{вх}$ - густина вихідного розчину;

α - вологість обважнювача.

Фактична потреба обважнювача на 1 м³ розчину

$$G_{об1} = n_{об1} * \kappa_1 * \kappa_2 , \quad (4.6)$$

де κ_1 – експериментальний коефіцієнт, котрий ураховує розбавлення розчину водою або рідкими хімічними реагентами. Для обважнення приймається 1,1 – 1,15;
 κ_2 – коефіцієнт, котрий ураховує збільшення об'єму розчину за рахунок введення обважнювача,

$$\kappa_2 = \frac{\rho_{обв} - \rho_{ор}}{\rho_{обв} - \rho_{вх}} . \quad (4.7)$$

Приклад розрахунку (в одиницях прийнятих на практиці):
розрахувати необхідну кількість бариту (т/м³) густиною 4,15 г/см³ вологістю 2% для обважнення 1 м³ бурового розчину з густини 1,16 до 1,3 г/см³.

$$n_{об1} = \frac{4,15(1,3-1,16)}{4,15-1,3(1-0,02+0,02*4,15)} = 0,210 \text{ т/м}^3;$$

$$\kappa_2 = \frac{4,15-1,30}{4,15-1,16} = 0,953,$$

тоді $G_{об1} = 0,210 * 1,15 * 0,953 = 0,230 \text{ т/м}^3$.

Таблиця 4.1

Обважнювачі	Хімічний склад	Густина кг/м ³
<i>Баритові</i>	Барит $BaSO_4$ (сульфат барія)- мінерал, що містить 65,7% BaO и 34,3% SO_3 , а також домішки: Sr, Ca, Pb, Ra, Fe_2O_3 .	4150 - 4700
<i>Залізисті</i>	Гематит - мінерал, що містить 70% Fe_2O_3	5000-5300
	Магнетит - мінерал залізних руд, що містить 31% FeO, 69% Fe_2O_3	4200-4350
<i>Галенітові</i>	Галеніт - PbS , або свинцевий блиск, що містить 86,6% Pb і 13,4% S. В якості домішок зустрічаються мідь, срібло, цинк, інколи селен, вісмут, залізо	3000 - 7000
<i>Карбонатні</i>	Доломіт - мінерал складу $CaMg(CO_3)_2$	2800-2900
	Ванняк $CaCO_3$ - осадові породи, що складаються головним чином з кальциту, кремнезему. Це крейда, мармур (мармурова крихта фракціонована обезпилена, мікро мармур.	2,70 г/см ³

4.5. Розрахунок гідравлічних втрат при промиванні свердловин

Циркуляційна система при бурінні свердловини містить обладнання, труби, долото, стінки свердловини – все, де проходить буровий розчин, а відповідно і зустрічає опір. Щоб правильно вибрати насосне обладнання, потрібно знати, які тиски виникнуть при промиванні свердловини.

З метою розрахунку гідравлічних втрат для прикладу візьмемо конкретну свердловину глибина котрої $L=2100$ метрів, густина розчину $\rho_{\text{бр}}=1200$ кг/м³, бурильні труби діаметром $D_{\text{тр}}=140$ мм, товщина стінки $\delta=9$ мм, діаметр долота $D_{\text{д}}=295,3$ мм, ОБТ діаметром $D_{\text{обт}}=203$ мм і довжиною $l_{\text{обт}}=100$ метрів, продуктивність насоса $Q=30$ л/с, структурна в'язкість розчину $\eta=1 \cdot 10^{-2}$ Нс/м², динамічне напруження зсуву $\tau_0=8,16$ Н/м².

Режим течії розчину в трубах визначає число Рейнольдса:

$$R_e = \frac{10\rho_{\text{бр}}v_{\text{мп}}d}{g(\eta + \frac{\tau_0 d}{6v_{\text{мп}}})}, \quad (4.8)$$

де $v_{\text{мп}}$ – середня швидкість розчину в трубах, м/с

$$v_{\text{мп}} = \frac{4Q}{\pi d^2};$$

d – внутрішній діаметр труби, м

$$d = D_{\text{тр}} - 2\delta = 140 - 2 \cdot 9 = 122 \text{ мм}$$

$$\text{тоді } v_{\text{мп}} = \frac{4 \cdot 0,03}{3,14 \cdot 0,122^2} = 2,57 \frac{\text{м}}{\text{с}};$$

$g = 9,81$ м/с² - прискорення вільного падіння,

тоді

$$R_e = \frac{10 \cdot 1200 \cdot 2,57 \cdot 0,122}{9,81(1 \cdot 10^{-2} + \frac{8,16 \cdot 0,122}{6 \cdot 2,57})} = 5147.$$

При $Re \leq 2300$ – режим течії ламінарний, при $Re > 2300$ – турбулентний, як у наведеному прикладі. Втрати тиску в бурильних трубах визначаються за формулою

$$P_{mp} = 8,26\alpha_{mp} \frac{Q^2(L-l_{обм})}{d^5} \rho_{бп} \text{ МПа}; \quad (4.9)$$

де α_{mp} – безрозмірний коефіцієнт гідравлічного опору труби.

При турбулентному режимі

$$\alpha_{mp} = 0,08/\sqrt[7]{Re}, \quad (4.10)$$

при ламінарному

$$\alpha_{mp} = 64/Re, \quad (4.11)$$

тоді

$$\alpha_{mp} = \frac{0,08}{\sqrt[7]{51147}} = 0,0236;$$

$$P_{mp} = 8,26 * 10^{-7} * 0,0236 \frac{0,030^2(2100-100)}{0,122^5} 1200 = 1,56 \text{ МПа}.$$

5. Кріплення свердловин

Кріплення стінок свердловини є важливим і відповідальним технологічним процесом при її будівництві. Якісна ізоляція пластів попереджає руйнування стінок свердловини, поглинання бурового розчину і його фільтрату, перетоку флюїдів з пласта в пласт і головне нафто-газоводопрояви. Так, наприклад, зі збільшенням глибини свердловини необхідно збільшувати густину бурового розчину, в той же час вищележачі пласти не витримують такого гідростатичного тиску і можуть поглинати розчин, а тому повинні бути попередньо ізольованими. Для того щоб після ізоляції пласта була можливість продовжувати буріння,

діаметр обсадної колони повинен дозволяти проходження бурильної колони. Таким чином, якщо потрібно прокріпити свердловину декілька разів, то її *конструкція* виходить ступеневою. Вихідними даними для визначення конструкції свердловини є такі: мета буріння і призначення свердловини, проектний горизонт і глибина його залягання, діаметр експлуатаційної колони, пластові тиски і тиски гідророзриву пластів, характеристика порід за міцністю.

З метою визначення конструкції на етапі проектування будується суміщений графік тисків, у якому відображається глибина, літологія, інтервали можливих ускладнень, основні параметри бурового розчину, пластові тиски, тиски гідророзриву, що і визначає кількість обсадних колон, їх діаметри і глибини спуску. Це дає змогу виконати розрахунок щодо типу обсадних труб та марки сталі. Результати проектування викладаються в технічному проекті й у його скороченому вигляді – геологотехнічному наряді (ГТН) – настінному документі на кожній свердловині.

5.1. Обсадні труби

Обсадні труби випускаються згідно з ГОСТ 632-80 [33] або з міждержавним стандартом ГОСТ 31446-2017 [32], прийнятим п'ятьма країнами бувшого СРСР в тому числі і Україною, а також за стандартом американського нафтового інституту (АНІ) ISO 11960:2014. Обсадні труби випускаються розмірами приведеними в таблиці 5.1. Механічні властивості приведені в таблиці 5.2.

Товщини стінок обсадних труб по ГОСТу коливаються від 5,2 до 16,5 мм на практиці застосовуються від 8 до 12 мм. В таблиці 5.3 наведений приклад характеристики обсадних труб, де відображені основні параметри. Більш детальні характеристики обсадних труб можна знайти в роботах [5,7,10,11,32,33].

Розміри обсадних труб

Таблиця 5.1

Умовний діаметр труб мм	114	127	140	146	168	178	194	219	245	273
Зовнішній діаметр мм	114,3	127,0	139,7	146,1	168,3	177,8	193,7	219,1	244,5	273,1
Умовний діаметр труб мм	299	324	340	351	377	406	426	473	508	
Зовнішній діаметр мм	298,5	323,9	339,7	351,0	377,0	406,4	426,0	471,1	508,0	

Механічні властивості груп міцності

Таблиця 5.2

Найменування показника	Норма механічних властивостей для сталі груп міцності							
	Д		К	Е	Л	М	Р	Т
	виконання А	Б	виконання Б					
Тимчасовий опір σ_b , не менше, МПа (кг/см ²)	655 (66,8)	637 (65,0)	687 (70,0)	688 (77,3)	758 (77,3)	862 (87,9)	1000 (101,9)	1103 (112,5)
Границя текучості σ_T : не менше, МПа (кг/мм ²)	379 (38,7)	373 (38,0)	490 (50,0)	552 (56,2)	655 (66,8)	758 (77,3)	930 (94,9)	1034 (105,5)
не більше, МПа (кг/мм ²)	552 (56,2)		- -	758 (77,3)	862 (87,9)	965 (98,4)	1137 (116,0)	1241 (126,5)

Труби з подовженою трикутною різьбою і муфти до них

Таблиця 5.3

Умовний діаметр труби	Труба				Муфта		
	Зовнішній діаметр	Товщина стінки	Внутрішній діаметр	Маса 1 м, кг	Зовнішній діаметр	довжина	Маса, кг
114	114,3	6,4	101,5	16,9	127,0 (133,0)	177	4,1 (5,6)
		7,4	99,5	19,4			
		8,6	97,1	22,3			
		10,2	93,9	26,7			
127	127,0	6,4	114,2	19,1	141,3 (146,0)	196	5,7 (7,0)
		7,5	112,0	22,1			
		9,2	108,6	26,7			
		10,7	105,6	30,7			
140	139,7	7,0	125,7	22,9	153,7 (159,0)	203	6,4 (8,5)
		7,7	124,3	25,1			
		9,2	121,3	29,5			
		10,5	118,7	33,6			
146	146,1	7,0	132,1	24,0	166,0	215	9,7
		7,7	130,7	26,2			
		8,5	129,1	28,8			
		9,5	127,1	32,0			
		10,7	124,7	35,7			
168	168,3	7,3	153,7	29,0	187,7	222	11,3
		8,0	152,3	31,6			
		8,9	150,5	35,1			
		10,6	147,1	41,2			
		12,1	144,1	46,5			

Умовний діаметр труби	Труба				Муфта		
	Зовнішній діаметр	Товщина стінки	Внутрішній діаметр	Маса 1 м, кг	Зовнішній діаметр	довжина	Маса, кг
178	177,8	8,1	161,6	33,7	194,5 (198,0)	228	10,7 (12,4)
		9,2	159,4	38,2			
		10,4	157,0	42,8			
		11,5	154,8	47,2			
		12,7	152,4	51,5			
		13,7	150,4	55,5			
194	193,7	8,3	177,1	36,1	215,9	235	15,5
		9,5	174,7	43,3			
		10,9	171,9	49,2			
		12,7	168,3	56,7			
		15,1	163,5	66,5			
219	219,1	8,9	201,3	46,3	244,5	254	21,6
		10,2	198,7	52,3			
		11,4	196,3	68,5			
		12,7	193,7	64,6			
		14,2	190,7	71,5			
245	244,5	8,9	226,7	51,9	269,9	266	25,3
		10,0	224,5	58,0			
		11,1	222,3	63,6			
		12,0	220,5	68,7			

5.2 Оснащення обсадних колон.

Для полегшення спуску і якісного цементування обсадних колон до їх компонування включають елементи технологічної оснастки:



Рис. 5.1 Колонний башмак



Рис. 5.2 Зворотній клапан



Рис. 5.3 Муфта ступеневого цементування



Рис. 5.4 Центратори обсадних колон

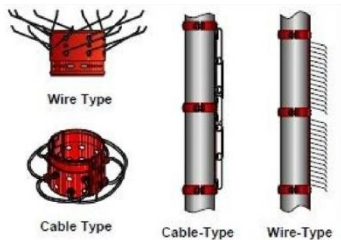


Рис. 5.5 Скребки обсадних колон

- башмак;
- залівний патрубок;
- зворотні клапани;
- упорне кільце;
- муфту ступеневого цементування;

- центратори (фонарі);
- скребки;
- *заколонні пакери.*

Башмак колонний (рис. 5.1) слугує для направлення нижньої секції обсадної колони по стовбуру свердловини. Конструкція башмака забезпечує йому достатню механічну міцність при спуску колони й порівняно легке розбурювання. Він має один центральний отвір і кілька бічних.

Заливний патрубок слугує для подачі цементного розчину в затрубний простір. Встановлюють безпосередньо над башмаком. Він являє собою відрізок труби довжиною близько 1,5 м з отворами, розташованими по гвинтовій лінії

Зворотний клапан (рис. 5.2) призначений для запобігання руху цементного розчину в колону у зворотньому напрямку після його продавлювання, посадки розділових пробок які запускаються між цементним розчином і продавлювальною рідиною. Полегшує навантаження на гаку бурового верстата за рахунок виштовхуючої сили (сили Архімеда), потребує періодичного доливу рідини в колону.

Упорне кільце (кільце стоп) слугує для посадки цементувальної пробки в процесі цементування обсадної колони. Установлюють його на 20–30 м вище башмака.

Муфта ступеневого цементування (рис. 5.3) використовується, коли густини цементного і бурового розчинів мають різницю, яка створює неприйнятний тиск при завершенні продавлювання, а також коли час продавлювання перевищує 75% часу початку схвачування цементу, та в деяких інших випадках.

Центратори слугують для центрування обсадних колон у свердловині. Сприяють зниженню сил тертя при спуску колони й більш повному заміщенню цементним розчином бурового розчину. На рис.5.4 зображено суцільний і рознімний центратори.

Скребки (рис. 5.5) слугують для видалення фільтраційної кірки зі стінок свердловини і підвищення надійності зчеплення цементного каменю зі стінками свердловини.

Заколонний пакер забезпечує надійну ізоляцію окремих інтервалів у затрубному просторі за рахунок деформування еластичного елемента, надягнутого на корпус, та щільного його змикання зі стінками стовбура свердловини.

5.3. Розрахунок обсадних колон

Задача розрахунку зводиться до того, щоб забезпечити цілісність обсадної колони від моменту її опресування до кінця експлуатації свердловини. Розглянемо розрахунок експлуатаційної колони на конкретному прикладі газової свердловини [5].

Глибина свердловини (рис. 5.6) $L=2500$ м, пластовий тиск на початку експлуатації 30 МПа, пластовий тиск у кінці експлуатації $P_{пл} = 1,0$ МПа, густина бурового розчину $\rho_{бр}=1,45$ г/см³, густина цементного розчину $\rho_{цр}=1,8$ г/см³, густина рідини для опресування (вода) $\rho_{ор}=1,0$ г/см³, температура газу на вибої $T_{в} = 363$ К, на усті $T_{у} = 323$ К, середня $T_{ср} = 343$ К, відносна густина газу по повітрю $\rho_{гв} = 0,6$, коефіцієнт стисливості газу $m = 0,8$, коефіцієнт розвантаження цементного кільця $k = 0,25$.

Визначаємо надлишкові зовнішні тиски в точках на глибині z . Точка 1 $z = 0$; Зовнішній надлишковий тиск $P_{звz} = 0$. Точка 2 $z = 2500$ м $P_{звz} = (0,01\rho_{цр}L - P_{пл})(1 - k) = (0,01*1,8*2500 - 1,0)(1-0,25) = 33$ МПа. Будуємо епюру III.

Визначаємо надлишкові внутрішні тиски в точці а $z=0$; $P_{внz}=1,1P_{у}$; $P_{у}$ – тиск на усті свердловини. $P_{у} = P_{пл}/e^s$;

$$s = \frac{0,03415 \rho_{гв}(L-z)}{mT_{ср}} = \frac{0,03415*0,6*(2500-0)}{0,8*343} = 0,187; \quad (5.1)$$

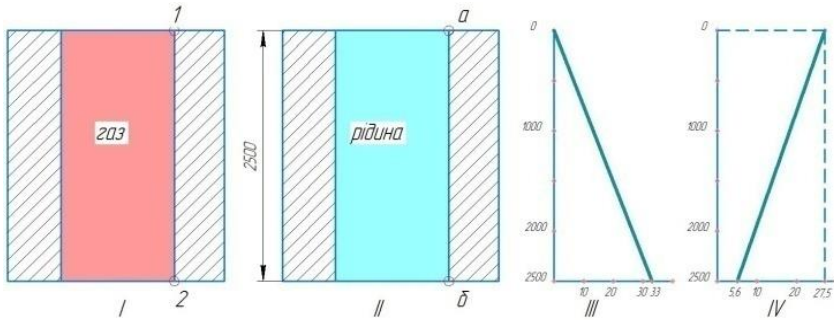


Рис. 5.6 Графік тисків I - завершальна стадія експлуатації свердловини; II – опресовування колони в період уведення в експлуатацію; III – епюра надлишкових зовнішніх тисків; IV – епюра надлишкових внутрішніх тисків.

$$e^s = \frac{2+s}{2-s} = \frac{2+0,187}{2-0,187} = 1,2, \quad (5.2)$$

тоді $P_y = 30/1,2 = 25$ МПа; $P_{внз} = 1,1 \cdot 25 = 27,5$ МПа.

Так як $27,5 > 9$ (табл. 5.4 [5]), приймаємо $P_{внз} = 27,5$ МПа.

Визначаємо надлишкові внутрішні тиски в точці б $z=2500$;

$$P_{внз} = [1,1P_y - 0,01(\rho_{цр} - \rho_{ор})L](1-k); \quad (5.3)$$

$$P_{внз} = [1,1 \cdot 25 - 0,01(1,8-1)2500](1-0,25) = 5,6 \text{ МПа.}$$

Розрахунковий зовнішній тиск на вибої свердловини з урахуванням коефіцієнту запасу міцності ($n_{кр} = 1,3$)

$P_{крр} = n_{кр} \cdot P_{внз} = 1,3 \cdot 33 = 42,9$ МПа. Витримуванню такого тиску відповідають труби групи міцності К [33] з товщиною стінки $\delta = 11$ мм для яких $P_{кр} = 43,8$ МПа. Враховуючи невелику потужність продуктивного горизонту приймаємо

довжину першої секції $l_1=300$ метрів. Тоді зовнішній надлишковий тиск на глибині $2500-300=2200$ метрів складатиме $P_{\text{нз}} = 0,01*1,8*2200 - 1,0(1-0,25) = 29$ МПа. Цьому тиску відповідають труби [33] групи міцності Д з товщиною стінки 10 мм. З метою зменшення сортаменту застосованих труб приймаємо їх до устя свердловини. Тоді маса обсадної колони:

$$G_k = q_1 * l_1 + q_2 * l_2 ; \quad (5.4)$$

де q_i – маса одного метра труби i – ї секції [5] ,

l_i – довжина i – ї секції.

$$G_k = 435*300 + 399*2200 = 0,878 \text{ МН};$$

5.4. Цементування обсадних колон

Цементування обсадної колони це одна з найвідповідальніших операцій, від успішності якої залежить довговічність і подальша нормальна експлуатація свердловини.

Цементування – це закріплення обсадної колони на стінці стовбура свердловини та запобігання перетоку флюїдів з пласта в інший пласт. Здійснюється за допомогою нагнітання цементного розчину по обсадній трубі й угору по кільцевому простору.

Розглянемо один із варіантів цементування - одноступінчасте цементування. Після закінчення спуску експлуатаційної колони в процесі підготовки свердловини до цементування колону обсадних труб періодично підіймають та опускають на декілька метрів та безперервно промивають свердловину для запобігання прихвату колони.

Башмак установлюють на 1-2 м вище вибою, гирло свердловини обладнують *цементувальною головою* (рис.

5.7). Прокачавши розрахункову кількість цементного розчину через кран 1, відгвинчують стопорні болти 11, звільняючи цим заливальну пробку 12 і закачують через кран 10 розрахункову кількість продавлювальної рідини, як правило, це буровий розчин. Як тільки заливальна пробка дійде до стоп-кільця, спостерігається різкий підйом тиску, так званий «удар». Тиск підвищується на 4 - 5 МПа. Тиск у процесі закачування контролюється манометром 5. В обсадній колоні під стоп-кільцем залишається деяка кількість розчину, що утворює стакан висотою 15 – 20 м, котрий потім розбурюється.

Якщо колона оснащена зворотним клапаном, можна відкрити крани на цементувальній голівці й знизити тиск. На цьому процес цементування закінчується.

Крани на голівці закривають і свердловину залишають у спокої на термін, необхідний для твердіння цементного розчину (ОЗЦ).

Для цементування використовують портландцемент,

котрий буває різним для холодних і гарячих свердловин, портландцемент полегшений, низькогігроскопічний, білітокремнеземистий, піскуватий, термосолестійкий, обважнений. На всі види цементів існують ГОСТи та ТУ (технічні умови).

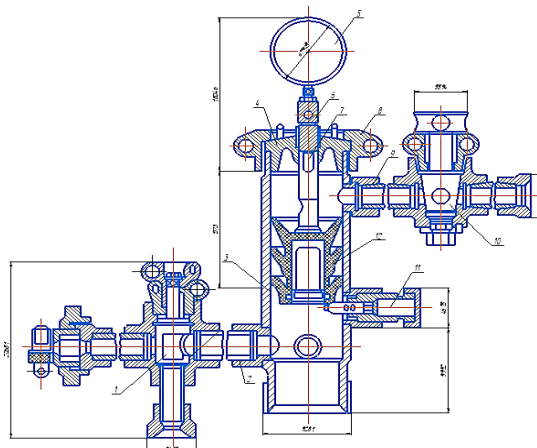


Рис.5.7 Схема цементувальної голівки

5.5. Гідродинамічний розрахунок цементування обсадної колони

Для виконання вимог якісного цементування, крім параметрів, згаданих вище, необхідно забезпечити і якісне виконання технологічного процесу. Автор роботи [7] стверджує, що для якісного заміщення бурового розчину в затрубному просторі потрібно, щоб швидкість висхідного потоку v була в межах 0,5 – 1,0 м/с. Для цього необхідна продуктивність цементувального агрегату (агрегатів)

$$Q = \frac{\pi(D_{cc}^2 - D_k^2)}{4} v \text{ м}^3/\text{с} \quad , \quad (5.4)$$

де D_{cc} – середньозважений діаметр свердловини в інтервалі цементування, м;

D_k – діаметр колони, м.

На момент цементування відомі параметри обсадної колони, а тому відомий допустимий тиск на усті P_y . Очікуваний тиск у кінці продавлювання цементного розчину P_u складається з

$$P_u = \Delta P + P_{om} + P_{oz} \leq 0,667P_y \text{ МПа}, \quad (5.5)$$

де ΔP – різниця гідростатичних тисків цементного розчину P_u і продавочної рідини $P_{пр}$;

P_{om} – гідравлічний опір у трубах (формула (4.9)), МПа;

P_{oz} – гідравлічний опір у затрубному просторі (формула (3.65) [11]), МПа;

$$\Delta P = 10^{-6} g(L - b)(\rho_u - \rho_{пр}) - 10^{-6} h g(\rho_u - \rho_{пр}), \text{ МПа} \quad (5.6)$$

де L – глибина башмака колони, м ;

ρ_u і $\rho_{пр}$ – густина відповідно цементного розчину і продавлювальної рідини, кг/м³;

b – висота цементного стакана в колоні, м ;

h – відстань від устя свердловини до рівня цементного розчину, м ;

g – прискорення вільного падіння 9,81, м/с²;

$$P_{om} = \frac{10^{-6} \rho_{np} Q^2 l_i}{d_g} + P_{\dot{o}m}, \text{ МПа}, \quad (5.7)$$

де l_i – довжина обсадної колони (або секції у випадку допуску на бурильних трубах), м ;

$P_{\dot{o}m}$ – втрати тиску в бурильних трубах на яких спускається обсадна колона, МПа;

d_g - внутрішній діаметр обсадної колони, м.

У випадку, коли обсадна колона виходить на устя

$$P_{\dot{o}m} = 0, \quad l_i = L.$$

Втрати тиску (опір) в кільцевому просторі

$$P_{oz} = \frac{10^{-6} \rho_u Q^2 (L-h)}{(D_{cc}-D_k)^3 (D_{cc}-D_k)^2} + \frac{10^{-6} \rho_{np} Q^2 h}{(D_c-D_m)^3 (D_c-D_k)^2}, \text{ МПа}, \quad (5.8)$$

де D_c – середньозважений діаметр свердловини вище інтервалу цементування, м.

Очікуваний тиск на вибої

$$P_{вб} = \Delta P + P_{oz} \leq 0,95 P_{nz} \text{ МПа}, \quad (5.9)$$

де P_{nz} – тиск поглинання пласта (геологічні дані) МПа.

6. Дослідження та випробовування свердловин

У процесі буріння свердловини її огляд неможливий, а знати її стан вкрай необхідно тому існують багато методів досліджень. Випробовування свердловини це підсумки результатів кропіткої роботи з її будівництва. Завдання

випробовування полягає в тому щоб визначити основні параметри продуктивних горизонтів а це наявність промислової продукції, її дебіт (кількість в одиниці часу), лабораторні дослідження якості продукції. За результатами випробовувань визначають параметри пласта. Найбільш об'єктивну оцінку отримують при випробовуванні горизонтів у процесі буріння тому що пласт витримував зовнішні дії не тривалий час. У процесі буріння для випробовування використовують випробовувачі як на бурильних трубах так і на каротажному кабелі. У процесі подальшого поглиблення свердловини пласти піддаються дії гідростатичних тисків бурового і цементного розчинів в результаті чого у пласт проникає фільтрат, а він зі свого боку знижує фільтраційні параметри. На стінках свердловини утворюється кірка, а нерідко тверда фаза розчину проникає в пласт тому випробовування свердловини після спуску експлуатаційної колони може давати необ'єктивні параметри продуктивного горизонту.

6.1. Геофізичні методи дослідження свердловин

Геофізичні дослідження свердловин (*каротаж*) виконуються спеціальною технікою. Один з варіантів зображений на рис.6.1. Основним агрегатом станції є лебідка з каротажним кабелем, довжина якого відповідає глибинам свердловин. Привід лебідки здійснюється двигуном автомобіля. Другим важливим елементом виступає електронна апаратура котра подає і приймає електричні сигнали свердловинним приладам.

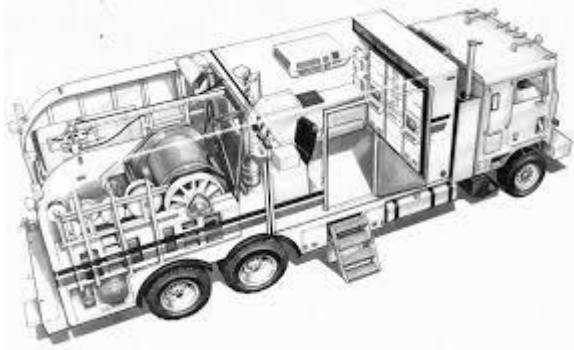


Рис. 6.1 Станція геофізичних досліджень

Нижче приводяться тільки перелік основних методів та видів досліджень і лише окремі описуються більш детально.

Електричні методи:

КС (Уявний опір) - вимір питомого електричного опору гірських порід;

ПС (Поляризація свердловини) - вимірювання природних електричних потенціалів гірських порід;

МОЗ - мікрозондова модифікація КС;

БК (Бічний Каротаж) - різновид КС з екранованими електродами

ТК (Токовий Каротаж)

ІК (Індукційний Каротаж) - вимір питомої електропровідності гірських порід за допомогою котушок індуктивності.

Радіометоди

Ядерні методи геофізичного дослідження свердловин.

До них належать різні види каротажу, засновані на вивченні природного гамма-випромінювання і взаємодії речовини гірської породи з наведеним іонізуючим випромінюванням.

Гамма-каротаж (ГК) – один з комплексів методів досліджень свердловин радіоактивними методами. ГК

досліджує природну радіоактивність гірських порід по стовбуру свердловин.

Нейтронний каротаж. Сутність нейтронних методів каротажу зводиться до опромінення гірських порід нейтронами. Після опромінення реєструються відповідні випромінювання:

– або гамма-випромінювання, що виникло при радіаційному захопленні нейтрона ядром речовини породи (нейтронний гамма-каротаж)

– або потік нейтронів первинного випромінювання дійшли до детектора-методи ННК (нейтрон-нейтронний каротаж).

Обидва методи можна використовувати при визначенні водонаєвності в породі, її пористості.

Гамма-гамма каротаж (ГГК) заснований на вимірюванні характеристик гамма-випромінювання, що виникає при опроміненні гірських порід зовнішніми джерелами гамма-випромінювання.

Сейсмоакустичні методи

Акустичний каротаж (АК) – так називають методи вивчення властивостей гірських порід за вимірюваними у свердловині характеристиками пружних хвиль ультразвукової (вище 20 кГц) і звукової частот.

Газовий каротаж

Газовий каротаж заснований на аналізі вмісту в буровому розчині газоподібних або легких вуглеводнів.

Термокаротаж

Вимірювання й інтерпретація температурного режиму у свердловині з метою визначення цілісності колони; зон цементації та робочих горизонтів свердловини. Виконується свердловинним термометром.

Кавернометрія – вимірювання, в результаті яких отримують криву зміни діаметра свердловини з глибиною – кавернограму. Кавернограми використовуються в комплексі з даними інших геофізичних методів для уточнення геологічного розрізу свердловини, дають змогу контролювати стан стовбура свердловини при бурінні, виявляти інтервали, сприятливі для установки герметизуючих пристроїв; визначати кількість цементу, необхідного для цементування.

У свердловині за результатами геофізичних досліджень здійснюється *перфорація* обсадної колони. Перфорація буває кульовою, кумулятивною та гідропіскоструменевою. Інтервал перфорації, кількість отворів на один метр колони, а також тип перфорації визначають за результатами попередніх досліджень.

6.2. Випробовування свердловин у процесі буріння

Завдання такого випробовування полягає в тому, щоб при викритті продуктивного горизонту якомога швидше його випробувати, отримати необхідні параметри і продовжити поглиблення свердловини. Для випробовування на бурильних трубах використовується спеціальний інструмент, різноманітність якого дуже велика. Розглянемо найбільш поширену схему (рис. 6.2). з одним пакером і з опорою на вибій. Комплект випробовувального інструменту (*КВІ*) спускається у свердловину на бурильних трубах 1,4, котрі заповнюються, як правило, водою для створення первинного гідростатичного тиску з розрахунку декілька меншого ніж пластовий. КВІ спирається опорним башмаком 13 на вибій свердловини.

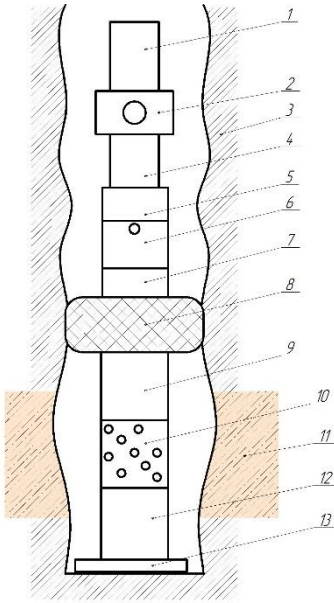


Рис. 6.2 Схема дослідження пласта

простором бурових труб.

Оскільки пластовий тиск більший за гідростатичний, пласт починає проявляти і заповнювати труби флюїдом що приводить до зниження гідростатичного тиску а відповідно і збільшення продуктивності пласта. У кінцевому підсумку



Рис. 6.3 Пакер

Над башмаком встановлюються обважені бурові труби 9, 12 з фільтром 10. Їх довжина підбирається таким чином, щоб фільтр перебував напроти продуктивного горизонту 11, а пакер 8 (рис. 6.3) там де є номінальний діаметр свердловини. Розвантажуючи бурову колону на вибій, під дією осової сили гумовий ущільнювач пакера розширюється і щільно притискається до гірської породи 3, ізолюючи таким чином продуктивний пласт від гідростатичного тиску затрубного простору. Поворотом бурової колони відкривається запірноповоротний клапан 5, з'єднуючи підпакерний простір із внутрішнім

простором бурових труб. Оскільки пластовий тиск більший за гідростатичний, пласт починає проявляти і заповнювати труби флюїдом що приводить до зниження гідростатичного тиску а відповідно і збільшення продуктивності пласта. У кінцевому підсумку свердловина очищується від рідини і працює через викидні лінії на «волю». У викидних лініях облаштовується вимірний вузол де розміщується штуцер з каліброваним отвором. Діаметр отвору штуцера розраховується за імперичною формулою Г.М. Газієва

$$d = 0,27\varphi \sqrt{\frac{Q_r \rho_r P_{ш}}{P_y}}, \text{ мм}, \quad (6.1)$$

де φ – коефіцієнт, котрий залежить від величини газового фактора (приймається 1,0–1,2);

Q_r – дебіт газу, м³/добу;

ρ_r – густина газу, кг/м³;

$P_{ш}$ – тиск газу за штуцером, кг/см²;

P_y – тиск газу перед штуцером (на усті), кг/см².

Обчисливши за орієнтовними даними діаметр штуцера після випробовування визначають фактичний дебіт свердловини. Зафіксовані дані випробовування на штуцерах різного діаметра дозволяють розрахувати параметри пласта. Вимірювальні та фіксуючі прилади розташовані у випробовувачі 6. Після закінчення випробовування відкривається циркуляційний клапан 2 і в свердловині відновлюється тиск бурового розчину. Натягом бурильної колони зривається пакер. Якщо зусилля натягу не вистачає

для зриву пакера то його виконують за допомогою яса. Бурильну колону підіймають і КВІ розбирають.

У процесі буріння для дослідження пластів використовують прилади, які спускаються на каротажному кабелі 1 (рис.6.4) Прилад спеціальним пристроєм 5 притискається до пласта, по команді з каротажної станції відкривається клапан 4 і флюїд спрямовується в камеру, клапан закривається і відібрана проба піднімається на поверхню.



Рис. 6.4 Схема відбору проби з пласта

6.3. Випробовування свердловин в експлуатаційній колоні

Випробовування після спуску експлуатаційної колони дає змогу більш точно визначити параметри пласта, а відповідно і можливості свердловини в подальшій її експлуатації. Після очікування затвердіння цементу (ОЗЦ) на усті свердловини встановлюється останній ступінь колонної головки 17 (рис.

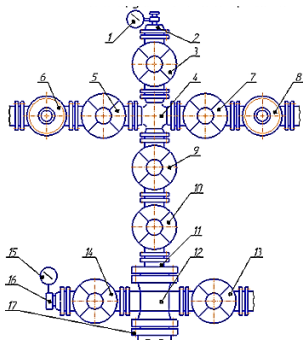


Рис. 6.5 Схема фонтанної арматури

6.5) а на неї хрестовина 12. До хрестовини приєднуються засувки 13, 14 і далі викидні лінії. Засувки повинні бути продубльовані (рис. 6.6) [34]. У свердловину, в зону перфорації, спускаються насосно-компресорні труби (НКТ), котрі через планшайбу 11 з'єднані з верхньою частиною фонтанної арматури, де також є головна 9 і резервна 10 засувки.



Рис. 6.6 Фонтанна арматура

Далі на хрестовині 4 розміщують засувки 3, 5, 7 та дроселі 6, 8. Через пробкові крани 2,16 встановлюються манометри 1, 15 для контролю тиску відповідно в трубному та затрубному просторах.

Облаштування устя свердловини дозволяє під'єднувати цементувальні агрегати та іншу техніку для виконання різних операцій. Викидні лінії відводяться на безпечну відстань у земляний бруствер, а також якорями кріпляться до землі.

Для виклику припливу у свердловині спочатку міняють розчин на воду, знижуючи тим самим гідростатичний тиск. Якщо пластового тиску не вистачає для подолання гідростатичного тиску води, потужним компресором знижують рівень води у свердловині. У процесі проникнення флюїду в труби гідростатичний тиск зменшується, пласт працює активніше і в результаті очищає свердловину від задіяної рідини. У випадку коли свердловина газова, газ спалюють в земляному бруствері, з нафтової свердловини нафту збирають у ємності. Вимірні вузли на викидних лініях фіксують вихідні параметри свердловини.

Алфавітно-предметний покажчик

Абразивність породи	Здатність породи руйнувати інструмент
Балкон верхового робочого	Балкон, який знаходиться у вищій на висоті використовуваних свічок
Башмак	Пристрій на початку обсадної колони для направлення її при спуску
Блок маніфольда	Сукупність засувок, трубопроводів та ін. для забезпечення циркуляції розчину
Бурильна колона	Набір бурильних труб, замків, перехідників, центраторів, калібраторів, амортизатора
Буровий шланг (рукав)	Шланг високого тиску, котрий з'єднує стояк з вертлюгом
Вертлюг	Агрегат для передачі обертів бурильній колоні, яка підвішена на талевій системі
Вертлюжок	Пристрій для подачі стиснутого повітря у вал, котрий обертається
Верхній привід	Агрегат, який виконує функції ротора і вертлюга водночас
Вібросито	Агрегат для очищення бурового розчину від шламу
Віскозиметр	Прилад для вимірювання умовної в'язкості
Водовіддача	Властивість бурового розчину "віддавати" рідку фазу через фільтр
Геолого-технічний наряд (ГТН)	Зображення технічного проекту свердловини на одному листі формату А1
Геохронологічна таблиця	Умовне позначення та вікова характеристика геологічного розрізу землі
Гідромат	Гідравлічне гальмо бурової лебідки
Гідроциклон	Агрегат для очищення бурового розчину від піску
Головка (коронка)	Інструмент яким проводиться руйнування гірської породи кільцевим вибоєм

Головка цементувальна	Пристрій для під'єднання цементувальних агрегатів до обсадної колони
Дебіт	Кількість флюїду отриманого з пласта в одиницю часу
ДЗП(дросельнозапірний пристрій)	Засувка з дистанційним пневмоуправлінням
Долото	Інструмент яким проводиться руйнування гірської породи суцільним вибієм
Елеватор	Пристрій для захоплення бурильних, обсадних труб та НКТ
Замок бурильний	Два коротких циліндра з конічними різьбами для з'єднання бурильних труб
Кавернометрія	Вимір та реєстрація діаметра свердловини на певній довжині стовбура
Калібратор буровий	Пристрій, встановлений над долотом для калібрування стовбуру свердловини
Каротаж	Дослідження у свердловині за допомогою електронних станцій
КВІ	Комплект випробувального інструменту на бурильних трубах
Керн	Зразок гірської породи
Кернорвач	Пристрій для відриву керну від вибою
Колонна головка	Пристрій, котрий з'єднує обсадні колони на усті свердловини
Компенсатор	Пристрій для згладжування пульсацій в циркуляційній системі
Конструкція свердловини	Схематичне зображення діаметрів обсадних колон та інтервалів їх спуску
Кріплення свердловини	Спуск та цементування обсадних колон
Кронблок	Роликовий пристрій на верху вишки
Містки	Металеві майданчики перед основою вишки
НКТ	Насосно-компресорні труби, котрі спускаються в експлуатаційну колону

Обважнені бурильні труби (ОБТ)	Товстостінні труби призначені для утворення навантаження на долото
Обважнювачі	Матеріали для збільшення густини бурового розчину
Обсадна колона	Набір металевих товстостінних труб для кріплення стінок свердловини
Овершот	Пристрій для захоплення циліндричних елементів у свердловині
ОЗЦ	Час очікування затвердіння цементу
Пакер	Пристрій для тимчасової ізоляції затрубного простору
Пакер заколонний	Пристрій для ущільнення простору між обсадною колоною і стінкою свердловини
Перфорація	Утворення отворів в обсадній колоні та гірській породі
ПКР	Пневматичні клини ротора, котрі захоплюють і утримують колони в роторі
Пластовий флюїд	Рухома речовина, якою заповнені пори гірської породи
Пористість породи	Відношення об'єму пор до об'єму породи
Превентер	Агрегат, котрий забезпечує герметичність на усті свердловини у випадку проявів
Противикидне обладнання (ПВО)	Обладнання для герметизації простору між обсадною та бурильною колонами
Ресивер	Ємність для накопичення стиснутого повітря
Ротор	Агрегат, який утримує у висячому положенні та обертає бурильну та обсадну колони
Свердловина	Гірнична виробка діаметр якої значно менший від її довжини
Свіча	З'єднані декілька бурильних труб, які вертикально стають у вищці
Статичне напруження зсуву (СНЗ)	Міцність бурового розчину після перебування в спокої

Талева система	Набір роликів блоків та сталюого канату
Талевий блок	Роликовий пристрій, котрий рухається всередині вишки
Умовна в'язкість розчину	Показник рухомості бурового розчину (одиниця виміру - секунда)
Устя свердловини	Обладнання свердловини яке знаходиться вище поверхні землі
Фонтанна арматура	Набір засувок високого тиску для облаштування устя свердловини
Хрестовина устьова	Пристрій, встановлений на колонній головці
Цементування обсадних колон	Заповнення цементним розчином простору між стінкою свердловини і колоною
Центрифуга	Агрегат для очищення бурового розчину від дрібно-дисперсної складової
Шинно-пневматична муфта (ШПМ)	Гумовий кільцевий балон в металевій оболонці
Шлам	Частинки вибуреної породи
Яс	Свердловинний механізм для нанесення осьових ударів по прихопленій колоні

ЛІТЕРАТУРА

1. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. Интернешнл Капс Флюидз. – Волгоград, 2000.
2. Беляев Н.М. Сборник задач по сопротивлению материалов. М. Наука, 1965
3. Воздвиженский Б.И., Мельничук И.П., Пешаков Ю.А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. М. Недра 1973
4. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) М. Недра, 1985
5. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н. Типовые задачи и расчеты в бурении. М. Недра, 1982
6. Іванюта М.М., Федішин В.О., Денєга Б.І., Арсірій Ю.О., Лазарук Я.Г., Атлас родовищ нафти і газу України. Львів 1998.
7. Иогансен К.В. Спутник буровика. М. Недра, 1986
8. Игнатиади А.И. Об оценке абразивности горных пород при бурении скважин М. Нефть и газ 1972.
9. Корюшкин И.Т. Исследование работы шарошечного долота на забое. М. ВНИИОЭНГ 1971.
10. Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М. Буріння нафтових і газових свердловин. Коломия, ВПТ «Вік», 1999.
11. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. Довідник у п'яти томах. Київ, 2002.
12. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам /– Оренбург: Летопись, 2005.
13. Северинчик Н.А. Машины и оборудование для бурения скважин. М. Недра, 1986.

14. Шандина В.М. Влияние площади контакта зубьев долота с породой на эффективность его работы. М. ВНИИОЭНГ 1970
15. Яковлев В.А. Рациональная отработка долот уменьшенного и малого диаметра. М. Недра 1970
16. Патент № 8696 Голев А.А., Политучий А.И. «Способ контроля износа породоразрушающего инструмента» 1996
17. Патент № 13857 Політучий О.І., Миргородський М.М. «Дискретний рівнемір» 1997
18. Патент № 22866 Політучий О.І. Ткачов М.І. «Спосіб визначення зусиль в нерухомому кінці тального каната» 1998.
19. Патент № 23554 Політучий О.І., Миргородський М.М. «Магнітопружний датчик» 1998
20. Патент № 99052627. Політучий О.І., Карпенко В.М., Миргородський М.М., Нагорний А.П., Ткачов М.І., Іващенко Р.О. Система контролю та вимірювання технологічних параметрів процесу буріння //;1999
21. Патент № 32727 Миргородський М.М., Політучий О.І. «Датчик тиску рідини в трубопроводі» 2001
22. Патент № 67683 Карпенко В.М., Політучий. О.І. «Силовий привід підйимального агрегату». 2004р.
23. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008)
24. http://images.myshared.ru/6/762404/slide_5.jpg
25. <https://www.teplocontrols.ru/opisanie/gidravlichesky-indikator-vesa-giv6-m2>
26. <https://oilink.ru/product/elevator-dlya-burilnoj-truby-serii-cdz/>

27. https://elprivod.nmu.org.ua/ua/entrant/frequency_converter.php
28. http://www.ep.ru/product/katalogs/ABB/18_asin.pdf
29. <https://burneft.ru/archive/issues/2015-05/38>
30. <https://subject.com.ua/geographic/zno/25.html>
31. <https://www.prostanki.com/board/item/313936>
32. https://docs.cntd.ru/document/1200146455труби_обсадні
33. <https://files.stroyinf.ru/Data/3/3894/index.htm>
34. <http://kaz.com.ua/ukr/produkt1.2.html>
35. <https://uk.wikipedia.org/wiki>

	Вступ	3
1.	Гірничо-геологічні умови буріння та руйнування гірських порід	5
1.1.	Геохронологічна таблиця	5
1.2.	Характеристики гірських порід	7
1.3.	Насиченість гірських порід	8
1.4.	Методи руйнування порід та породоруйнівний інструмент	9
1.4.1.	Шарошкові долота	10
1.4.2.	Алмазні долота й долота ІНМ (ИСМ)	11
1.4.3.	Бурильні головки та відбір керну	12
1.4.4.	Лопатеві долота	14
1.4.5.	Режими буріння	14
2.	Структура бурових верстатів	16
2.1	Вишко-лебідковий блок	16
2.1.1.	Вишка бурова	16
2.1.2.	Основа вишкового блока	20
2.1.3.	Кронблок	22
2.1.4.	Гакоблок	23
2.1.5.	Бурова лебідка	24
2.1.6.	Талевий канат	32
2.1.7.	Механізм кріплення нерухомого кінця талевого каната	35
2.1.8.	Талева система бурового верстата	36
2.1.9.	Вертлюг та буровий шланг	38
2.1.10.	Ротор	39
2.1.11.	Пневмоклини ротора	44
2.1.12.	Верхній привід	45
2.1.13.	Ключ буровий	46
2.1.14.	Ключі машинні	47
2.1.15.	Пульт бурильника	48
2.1.16.	Допоміжна лебідка	50
2.1.17.	Містки та стелажі	50
2.1.18.	Кран консольно-поворотний	51
2.1.19.	Елеватори	51
2.2.	Силовий блок	52
2.2.1.	Дизельні двигуни бурових верстатів	52
2.2.2.	Редуктор	53
2.2.3.	Клинопасова передача бурового верстата	54

2.2.4.	Ланцюгові передачі	55
2.2.5.	Коробка передач	58
2.2.6.	Трансмiсії з дизельним приводом	59
2.2.7.	Електричні двигуни привода бурових верстатів	62
2.2.8.	Дизель-електричний привід бурових верстатів	67
2.3.	<i>Насосний блок бурового верстата</i>	68
2.3.1.	Бурові насоси	68
2.3.2.	Привід бурових насосів	75
2.4.	<i>Циркуляційна система</i>	78
2.4.1.	Засоби приготування бурового розчину	78
2.4.2.	Засоби зберігання бурового розчину	80
2.4.3.	Блок маніфольда	83
2.4.4.	Бункер шламоуловлювач	85
2.4.5.	Вібросито	86
2.4.6.	Пісковідділювачі (гідроциклони)	86
2.4.7.	Насос шламовий	87
2.4.8.	Дегазатор	88
2.4.9.	Центрифуга	90
2.4.10.	Допоміжне обладнання циркуляційної системи	91
2.4.11.	Схеми розміщення циркуляційних систем	92
2.5.	<i>Пневмоуправління бурового верстата</i>	94
2.5.1.	Компресор	94
2.5.2.	Ресивер	95
2.5.3.	Шинно-пневматичні муфти	96
2.5.4.	Крани, ввертлюжки, розрядники	98
2.5.5.	Схема пневмоуправління буровим верстатом	100
2.6.	<i>Електрообладнання бурового верстата</i>	102
2.6.1.	Підстанції	103
2.6.2.	Дизель-генераторна установка	104
2.6.3.	Додаткове електрообладнання бурових верстатів	104
2.6.4.	Електрообладнання бурових верстатів з електроприводом	105
2.7.	<i>Противикидне обладнання</i>	106
2.7.1.	Схема противикидного обладнання	106
2.7.2.	Превентер плашковий	107
2.7.3.	Превентер універсальний гідравлічний	108
2.7.4.	Колонна головка, хрестовина	109

2.8.	<i>Схеми розміщення бурового обладнання</i>	111
2.9.	<i>Мобільні бурові верстати</i>	114
3.	<i>Бурильна колона</i>	116
3.1.	Бурильні труби	117
3.2.	Обважені бурильні труби	118
3.3.	Елементи бурильної колони	120
3.4.	Розрахунок довжини та ваги бурильної колони	121
3.5.	Розрахунок бурильної колони на витривалість	123
3.6.	Розрахунок бурильної колони на статичну міцність	123
3.7.	Аварії з бурильною колоною та методи їх ліквідації	123
4.	<i>Бурові розчини та промивання свердловин</i>	127
4.1.	Функції бурових розчинів	127
4.2.	Основні параметри бурових розчинів	128
4.3.	Матеріали та хімічні реагенти для приготування розчинів	129
4.4.	Розрахунок кількості обважнювача бурового розчину	136
4.5.	Розрахунок гідравлічних втрат при промиванні свердловин	139
5.	<i>Кріплення свердловин</i>	140
5.1.	Обсадні туби	141
5.2.	Оснащення обсадних колон	145
5.3.	Розрахунок обсадних колон	147
5.4.	Цементування обсадних колон	149
5.5.	Гідродинамічний розрахунок цементування обсадної колони	151
6.	<i>Дослідження та випробовування свердловин</i>	153
6.1.	Геофізичні методи дослідження свердловин	153
6.2.	Випробовування свердловин у процесі буріння	155
6.3.	Випробовування свердловин в експлуатаційній колоні	159
	Література	165