

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний гірничий університет

Методичні вказівки
до самостійного вивчення дисципліни
"БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В УСКЛАДНЕНИХ УМОВАХ"

для студентів
спеціальність 7.090306 Буріння

Дніпропетровськ
2014

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Національний гірничий університет

Методичні вказівки
до самостійного вивчення дисципліни
"БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В УСКЛАДНЕНИХ УМОВАХ"

для студентів
спеціальність 7.090306 Буріння

Затверджено навчально-методичним
управлінням університету.

Дніпропетровськ

НГУ

2014

Методичні вказівки до самостійного вивчення дисципліни “Буріння свердловин в ускладнених умовах” / Упорядн. А.К.Судаков. - Дніпропетровськ: НГУ, 2014. – 14 с.

Упорядник: *А.К. Судаков, канд. техн. наук, доц.*

Відповідальний за випуск канд. техн. наук, доц. кафедри техніки розвідки родо-вищ корисних копалин В.Л.Хоменко

Друкується у редакційній обробці упорядників.

РОЗДІЛ 1
ЗМІСТ ДИСЦИПЛІНИ
ТА РОЗПОДІЛ ЧАСУ ЗА ВИДАМИ ЗАНЯТЬ

Змістовні блоки і модулі, навчальні елементи	Номер навча- льного елемен- та	Рівень сформо- ваності знань	Час на засво- єння	Час викладання
ЛЕКЦІЇ			48	34
Основні положення про буріння свердловин в складних умовах	01	ПА		
Природа і причини ускладнень при бурінні свердловин	02	ПА		
Класифікація ускладнень	03	ПА		
Професійні функції та задачі спеціалістів в напрямку "Гірництво"	04	ПА		
1 ЗАБРУДНЕННЯ ПРОМИВНОЇ РІДИНИ (ПР)			8	6
Природа та види забруднень ПР	05	ПС		
Геологічні причини забруднення ПР	06	ПС		
Технологічні причини забруднення ПР	07	ПС		
Діагностика і контроль забруднення ПР	08	ПА		
Вплив забруднення ПР на ефективність буріння	09	ПА		
Відновлення технологічних властивостей ПР після її забруднення	10	ПС		
Розбавлення забрудненої ПР водою	11	ПС		
Витіснення забрудненої ПР із свердловини	12	ПС		
Очистка забрудненої ПР від шламу	13	ПС		
Профілактика ускладнень, пов'язаних з забрудненням ПР	14	ПС		
2 ПОРУШЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ			6	4
Причини порушення стійкості стінок свердловини	15	ПС		
Геологічні причини порушення стінок	16	ПС		
Технологічні причини порушення стінок	17	ПС		
Набухання глинистих порід (ГП)	18	ПА		
Класифікація ускладнень при бурінні в ГП	19	ПА		
Діагностика порушення стінок свердловини	20	ПС		
Негативні наслідки порушення стінок	21	ПС		
Прогнозування зон ускладнень при бурінні в умовах порушення стійкості свердловини	22	ПС		
Заходи щодо попередження порушення стінок све-	23	ПС		

Змістовні блоки і модулі, навчальні елементи	Номер навча- льного елемен- та	Рівень сформо- ваності знань	Час на засво- ення	Час викладання
рдловини в глинистих породах				
Заходи щодо попередження ускладнень при бурінні в хомогенних породах	24	ПС		
3 ЖОЛОБОУТВОРЕННЯ			4	2
Природа утворення жолобів	25	ПА		
Причина виникнення жолобів	26	ПС		
Заходи щодо запобігання утворення жолобів	27	ПС		
Ліквідація жолобів	28	ПС		
4 ПРИХВАТИ БУРОВОГО ІНСТРУМЕНТУ			6	4
Класифікація прихватів та причини їх утворення	29	ПА		
Діагностика прихватів	30	ПС		
Визначення межі прихвату	31	ПС		
Заходи щодо запобігання прихватів	32	ПА		
Ліквідація прихватів	33	ПС		
Класифікація методів ліквідації прихватів	34	ПА		
Застосування рідинних ванн	35	ПС		
Гідроімпульсний метод ліквідації прихватів	36	ПА		
Використання ударних компоновок	37	ПА		
5 БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ ПОГ- ЛИНАННЯ ПРОМИВНОЇ РІДИНИ (ППР)			10	8
Природа і умови виникнення ППР	38	ПА		
Геологічні причини ППР	39	ПА		
Технологічні причини ППР	40	ПС		
Негативні наслідки ППР	41	ПС		
Оперативні методи дослідження і діагностики ППР	42	ПС		
Спеціальні методи дослідження зон поглинання	43	ПА		
Класифікація ППР	44	ПС		
Заходи щодо попередження ППР	45	ПС		
Вибір промивної рідини для буріння в умовах ППР	46	ПС		
Способи ліквідації ППР	47	ПС		
Ізоляція зони поглинання тампонажними розчинами	48	ПС		
Способи приготування і доставки тампонажного розчину в зону поглинання	49	ПС		
Способи нагнітання тампонажного розчину в зону поглинання	50	ПС		

Змістовні блоки і модулі, навчальні елементи	Номер навчального елемента	Рівень сформованості знань	Час на засвоєння	Час викладання
6 БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ЧЕРЕЗ ГІРНИЧІ ВИРОБКИ ТА ЗОНИ ЇХ ВПЛИВУ			4	2
Геолого-технічні умови буріння через гірничі виробки	51	ПА		
Технологія буріння свердловин. які перетинають гірничі виробки	52	ПС		
Методи та технологія ізоляції гірничих виробок від свердловини	53	ПС		
7 ВОДОНАФТОГАЗОПРОЯВЛЕННЯ (флюїдопроявлення)			12	8
Природа і різновиди флюїдопроявлення	54	ПС		
Геологічні причини флюїдопроявлення	55	ПС		
Технологічні причини флюїдопроявлення	56	ПС		
Ознаки початку флюїдопроявлення	57	ПС		
Заходи щодо запобігання флюїдопроявлення	58	ПС		
Ліквідація флюїдопроявлення в нескладних умовах	59	ПС		
Ліквідація флюїдопроявлення в складних умовах	60	ПА		
Визначення основних параметрів технології глушіння флюїдопроявлення	61	ПС		
Робоча карта глушіння флюїдопроявлення	62	ПА		
ЛАБОРАТОРНІ РОБОТИ			10	9
1 ОЦІНКА ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗАБРУДНЕНОГО РОЗЧИНУ ПРИ РОЗБАВЛЕННІ ЙОГО ВОДОЮ:			4	2
Вимірювання параметрів забрудненого розчину	63	ПА		
Розбавлення водою забрудненого розчину	64	ПС		
Вимірювання параметрів розбавленого розчину	65	ПС		
Оцінка впливу розбавлення на технологічні параметри забрудненого розчину	66	ПС		
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЛИНИСТОГО РОЗЧИНУ ПРИ ЗАБРУДНЕНІ ЙОГО ХІМІЧНО-АКТИВНИМ ШЛАМОМ			4	3
Вимірювання параметрів вихідного і забрудненого розчинів	67	ПА		
Оцінка впливу хімічно-активного шламу на основні параметри розчину	68	ПС		

Змістовні блоки і модулі, навчальні елементи	Номер навча- льного елемен- та	Рівень сформо- ваності знань	Час на засво- ення	Час викладання
Розробити заходи щодо захисту розчину від впливу хімічно-активного шламу	69	ПС		
3 ДОСЛІДЖЕННЯ ПЛАСТИЧНОЇ МІЦНОСТІ ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ			4	4
Приготування тампонажного розчину з добавками прискорювача його тужавіння	70	ПА		
Вимірювання пластичної міцності тампонажного розчину	71	ПА		
Аналіз одержаних результатів	72	ПА		
Визначення часу для проведення тампонажу свердловини	73	ПА		
ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ			12	8
1 СКЛАДАННЯ ПЛАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ПОГЛИНАЮЧОГО ГОРИЗОНТУ			6	4
Визначення характеристик поглинаючого горизонту з допомогою витратограми для заданої свердловини	74	ПА		
Вибір типу і складу тампонажного розчину	75	ПА		
Розрахунок об'єму цементного розчину	76	ПА		
Розрахунок кількості тампонажних матеріалів	77	ПА		
Вибір схеми тампонування	78	ПА		
Розрахунок об'єму протискувальної рідини	79	ПА		
Визначення послідовності виконання операцій	80	ПА		
Визначення необхідного часу для виконання операцій в цілому	81	ПА		
2 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗРАХУНОК УСТАНОВКИ НАФТОВОЇ ВАННИ			6	4
розрахунок геометричних параметрів заданої свердловини і бурильної колони	82	ПА		
Визначення об'єму нафтової ванни	83	ПА		
Визначення об'єму буферної рідини	84	ПА		
Визначення об'єму протискувальної рідини	85	ПА		
Розрахунок тисків на усті свердловини і побудова графіка їх зміни на всіх етапах установки ванни	86	ПА		

РОЗДІЛ 2

ПЕРЕЛІК ПИТАНЬ ДЛЯ ПОТОЧНОГО КОНТРОЛЮ ЗНАНЬ

БЛОК №1

Тема №1 Забруднення промивної рідини (ПР).

Тема №2 Порухнення стійкості стінок свердловини.

Тема №3 Жолобоутворення.

1. Чому при бурінні свердловини виникають ускладнення?
2. Дайте визначення аварії й ускладненню. Чим вони відрізняються?
3. Перелічіть види ускладнень?
4. Механічне і хімічне забруднення?
5. Ознаки забруднення ПР?
6. Геологічні причини забруднення ПР?
7. Технологічні причини забруднення ПР?
8. Діагностика забруднення ПР?
9. Розведення забрудненої ПР водою.
10. Перелічіть способи відновлення властивостей ПР після їхнього забруднення.
11. Витиснення забрудненої ПР, область застосування цього методу.
12. Способи очищення забрудненої ПР від шламу.
13. Очищення забрудненої ПР за допомогою реагентів-флокулянтів.
14. Методи попередження хімічного забруднення ПР.
15. Перелічіть причини порушення стінок свердловини.
16. Взаємодія глинистих порід стінок свердловини з ПР.
17. Перелічіть глинисті породи.
18. Перелічіть хомогенні породи.
19. Перелічіть негативні наслідки порушення стінок свердловини.
20. Перелічіть види порушень цілісності стінок свердловини.
21. Діагностика порушень стінок свердловини.
22. Причини прояву знакоперемінних напруг у стінках свердловини.
23. Заходу щодо попередження розміщення стінок свердловини в глинистих породах.
24. Заходу щодо попередження ускладнень при бурінні в хомогенних відкладеннях.
25. Природа утворення жолобів.
26. Причини утворення жолобів.
27. Діагностика утворення жолобів.
28. Негативні наслідки жолобоутворення.
29. Попередження жолобів.
30. Ліквідація жолобів.

Література

1. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях.- М.: Надра, 1987. –269с.

БЛОК №2

Тема №4 Буріння свердловин в умовах поглинання промивної рідини.

Тема №5 Буріння свердловин через гірські виробітки і зон їхнього впливу.

1. Причини поглинання ПР.
2. Як визначається тиск відкриття поглинання.
3. Дати визначення і характеристику часткового і повного поглинання.
4. Як визначається пластовий тиск при повному поглинанні.
5. Негативні наслідки поглинання ПР.
6. Ознаки поглинання ПР.
7. Пористість гірських порід і її вплив на поглинання.
8. Тріщини гірських порід, параметри і класифікація .
9. Гідророзрив гірських порід.
10. Класифікація шарів гірських порід по величині пластового тиску.
11. Технологічні фактори виникнення поглинання.
12. Спостереження за процесом буріння при дослідженні поглинання.
13. Геофізичні методи дослідження поглинаючих шарів
14. Витратометрия поглинаючих свердловин.
15. Гідродинамічні методи дослідженні поглинаючих горизонтів.
16. Класифікація поглинань.
17. Попередження поглинань шляхом регулювання властивостей ПР.
18. Керування гідродинамічною обстановкою у свердловині.
19. Попередження поглинань шляхом зміни характеристики поглинаючого горизонту.
20. Методи ліквідації поглинання.
21. Способи готування ТС.
22. Способи доставки ТС у зону поглинання.
23. Технологія тампонування поглинаючого горизонту при **закачванні** готової ТС через бурильні труби.
24. Технологія тампонування поглинаючого горизонту з застосуванням паке-ров.
25. Технологія тампонування поглинаючого горизонту пакетированими сумішами.
26. Нетрадиційні методи ізоляції зон поглинання.

Література

1. Ивачев Л.М. Промивання і тампонування геологорозвідувальних свердловин. - М.: Надра, 1989. - 247 с.
2. Ивачев Л.М. Боротьба з поглинаннями промивної рідини при буравленні геологорозвідувальних свердловин. - М.: Надра, 1982. - 293 с.

БЛОК №3
Тема №6 Флюїдопроявлення.

1. Перелічите різновиду флюїдопроявлення (у залежності від їхньої інтенсивності і від виду флюїду)?
2. Що таке грифон ?
3. Що таке глушіння флюїдопроявлення.
4. Причини флюїдопроявлення.
5. Як визначається необхідна щільність промивної рідини?
6. Які технологічні операції найбільш небезпечні з погляду флюїдопроявлення?
7. Прямі ознаки початку флюїдопроявлення.
8. Непрямі ознаки початку флюїдопроявлення.
9. Прогнозування аномально високого пластового тиску процесі буріння.
10. Технологічні заходи для попередження поглинання.
11. Технічні й організаційні заходи для попередження поглинань.
12. Ліквідація ФЛЮІДОПРОЯВЛЕННЯ у нескладних умовах. Основні поняття.
13. Глушіння флюїдопроявлення способом чекання й обваження.
14. Глушіння флюїдопроявлення двохстадійним способом (спосіб бурильника).
15. Спосіб безупинного глушіння.
16. Рівняння балансу тисків у системі бурильна колона - кільцевий простір на початку прояву.
17. Визначення пластового тиску і виду флюїду після виявлення флюїдопроявлення.
18. Зміна тиску на стоянці після закриття превентора.
19. Зміна тиску на устя в кільцевому просторі.
20. Робоча карта глушіння флюїдопроявлення.
21. Порядок роботи при глушінні флюїдопроявлення.
22. Ліквідація флюїдопроявлення в ускладнених умовах.

Література

Ясов В.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. - ИФДТУНГ – 1999.

Контрольные тесты

Тест №1 Загрязнение промывочной жидкости (ПР).

Покажите характер изменения параметров глинистого раствора при его загрязнении.

Параметры глинистого раствора	Характер загрязнения		
	Шламом инертных пород	Шламом тонкодисперсной глины	Соленой пластовой водой
1. Плотность			
2. Вязкость			
3. Водоотдача			
4. Толщина глинистой корки			
5.СНС			
6. Содержание песка			

Ответы: (+)- увеличение параметра; (-) - уменьшение параметра; (O) - параметр не изменяется.

Тест №2 Устойчивость стенок скважины.

Оценить влияние кавернообразования на ниже перечисленные параметры процесса бурения скважины.

	С увеличением размеров каверн		
	Увеличивается	Уменьшается	Не изменяется
1. Износ гидравлической части бурового насоса			
2. Напряжение изгиба в буровой колонне.			
3. Скорость выноса шлама.			
4. Количество обрывов буровой колонны.			
5. Расход цемента на крепление скважины.			
6. Искривление скважины.			
7. Уровень ПР в приемных емкостях.			
8. Образование пробок в скважине.			
9. Крупность шлама.			
10. Образование затяжек и посадок при СПО.			

Тест №3 Желобообразование.

Оценить влияние ниже перечисленных факторов на процесс образования желоба в скважине.

С увеличением	Размеры желобов		
	Увеличивается	Уменьшается	Не изменяется
1. Твердости горных пород.			
2. Проходка на долота.			
3. Интенсивность искривления скважины.			
4. Прочности бурильной колонны			
5. Плотности ПР.			
6. Коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины.			
7. Содержание нефти в ПР.			
8. Превышение диаметра бурильных замков над диаметрами бурильной колонны.			
9. Крупность шлама.			
10. Образование затяжек и посадок при СПО.			

Тест №4 Бурение скважин в условиях поглощения промывочной жидкости.

Оценить влияние поглощения промывочной жидкости в скважине на ниже перечисленные факторы.

При пересечении скважиной поглощающего пласта.	Размеры желобов		
	Увеличивается	Уменьшается (снижается)	Не изменяется
1. Уровень жидкости в скважине.			
2. Уровень жидкости в приемной емкости.			
3. Давление на насосе.			
4. Скорость бурения.			
5. Выход керна.			
6. Крупность шлама.			
7. Трещиноватость керна.			
8. Водоотдача ПР.			
9. Вероятность газонефтепроявления.			

Тест 5 Разместите в требуемой последовательности операции, которые выполняются для изоляции поглощающего горизонта.

1. Определение объема тампонажной смеси (ТС).
2. Выбор вида ТС и ее рецептуры.
3. Исследование поглощающего горизонта.
4. Определение количества исходных материалов для приготовления ТС.
5. Выбор способа доставки ТС в зону поглощения.
6. Выбор способа приготовления ТС.
7. ОЗЦ.
8. Контроль качества изоляции.
9. Разбуривание цементного стакана.
10. Закачивание ТС.
11. Определение объема продавочной жидкости.
12. Продавливание ТС.
13. Промывка бурильной колонны.

**РОЗДІЛ 4
ЗАДАЧІ ДЛЯ САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ**

до розділу буріння свердловин в умовах поглинання промивної рідини

1. Визначити необхідну кількість цементу і води для приготування 5 м^3 цементного розчину щільністю $\rho_{\text{ц.р.}} = 1800 \text{ кг/м}^3$ і водоцементним числом $\text{В/Ц} = 0,5$.
2. Визначити необхідна кількість вихідних матеріалів для приготування 8 м^3 цементного розчину утримуючого 2% по вазі від об'єму розчину безводного CaCl_2 . Щільність розчину $\rho_{\text{ц.р.}} = 1900 \text{ кг/м}^3$, $\text{В/Ц} = 0,55$.
3. При розкритті поглинаючого горизонту на глибині $Z_n = 3100$ статичний рівень установився на глибині $h_c = 82$ м. Щільність промивної рідини $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$. Визначити пластовий тиск і коефіцієнт пластового тиску.
4. Визначити питомий тиск гідророзриву гірських порід на глибині 2400 м середня щільність яких складає $\rho_s = 2860 \text{ кг/м}^3$.
5. Визначити коефіцієнт поглинаючої здатності K_T і категорію поглинання по класифікації Ясова В.Г., Волокитенкова А.А., якщо після розкриття поглинаючого горизонту статичний рівень установився на глибині 61 м. При накачуванні в свердловину води з витратою 5 л/с динамічний рівень установився на глибині 19 м.
6. Визначити коефіцієнт інтенсивності поглинання в горизонты якщо при гідродинамічному дослідженні його на воді він поглинає $Q = 0,02 \text{ м}^3/\text{с}$. Статич-

ний рівень – 48 м, динамічний- 26 м.

7. При розкритті зони поглинання на глибині $Z_{\text{п}}=1440$ м статичний рівень промивної рідини щільністю $\rho=1240\text{кг/м}^3$ встановлюється на позначці 55 м. Визначити кількість води яку необхідно додати на 1м^3 вихідній промивній рідині для відновлення циркуляції.

8. Визначити необхідне значення коефіцієнта аерації промивної рідини щільністю $\rho=1080\text{кг/м}^3$ для попередження її поглинання на глибині 970 м при коефіцієнті пластового тиску $K_{\text{п}}=0,84$.

9. Визначити об'єм тампонажної суміші для тампонування поглинаючого горизонту через бурильну колону при наступних вихідних даних: потужність зони поглинання 16 м, відстань від кінця бурильної колони до кривлі поглинаючого горизонту $\ell_1 = 30\text{м}$, ефективна тріщина пористість $m=0,08$, фактичний діаметр свердловини $d=0,225\text{м}$.

10. Визначити мінімально необхідний об'єм промивної рідини, якщо глибина кривлі поглинаючого горизонту $Z_{\text{п}}=1670$ м, відкритий кінець бурильної колони СБТМ-50 знаходиться на відстані $\ell_1 = 10\text{м}$ від покрівлі поглинаючого горизонту.

ЗАДАЧІ ДЛЯ САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ до розділу ФЛЮЇДОПРОЯВЛЕННЯ

1. Визначити коефіцієнт пластового тиску, якщо на глибині $Z = 4100$ м розкритий шар із $P_{\text{пл}}= 45$ МПа.

2. Визначити гідростатичний тиск у вертикальній свердловині на глибині $Z=2800$ м, якщо вона заповнена ПР щільністю $\rho=1350$ кг/м³.

3. Визначити об'єм надходження газу в промивну рідину за одиницю часу при розбурюванні газонасиченого піщанику при наступних вихідних умовах: механічна швидкість буріння $V_{\text{м}}=10$ м/ч; пористість піщаника $m=0,16$; діаметр свердловини $d_{\text{с}}=0,21\text{м}$; коефіцієнт газонасичення породи $\beta=0,8$; коефіцієнт газозвіддачі $\alpha=0,8$.

4. Визначити зниження тиску на горизонт при підйомі бурильної колони без доливу для наступних вихідних умов: довжина колони бурильних труб $l_{\text{Т}}=2500\text{м}$, маса 1м бурильних труб $q=29,0\text{кг/м}$; внутрішній діаметр кондуктора $d_{\text{К}}=0,304\text{м}$; щільність промивної рідини $\rho=1400$ кг/м³; щільність матеріалу труб $\rho_{\text{М}}=7650\text{кг/м}^3$

5. При виявленні флюїдопроявлення був закритий превентор і через 20 хвилин установився тиск на устя свердловини: у кільцевому просторі $P_{ук} = 3,6$ МПа в бурильній колоні $P_{уТ} = 2,4$ МПа. Визначити щільність і вид флюїду, пластовий тиск і коефіцієнт пластового тиску, якщо шар розкритий на глибині $z = 2900$ м промивною рідиною з щільністю $\rho = 1350$ кг/м³ і висота стовпа флюїду, що надійшов у свердловину, склала $Z_{ф} = 120$ м.

6. Визначити висоту стовпа флюїду, що надійшов у свердловину, якщо на момент закриття превентора рівень промивної рідини в прийомній ємності з розмірами $1,5 \times 2$ м піднявся на $0,4$ м. Свердловина має діаметр $0,260$ м і в ній знаходиться бурильна колона з УБТ у нижній частині $d_{УБТ} = 0,203$ м.

7. Визначити вихідні для плавного глушіння прояву, якщо шар, що виявляє, був розкритий на глибині $Z = 3200$ м промивною рідиною $\rho = 1400$ кг/м³, і обсяг флюїду, що надійшов на поверхню, склав $1,1$ м³. Середній діаметр свердловини на вибої $d = 0,202$ м. Бурильна колона знаходиться в свердловині і складається з УБТ –146 довжиною 101 м і ТБВК114-8Е – інше. Після закриття превентора тиск на устя свердловини склало: $P_{уТ} = 1,8$ МПа; $P_{ук} = 2,5$ МПа

Упорядники:

Судаков Андрій Костянтинович

Редакційно-видавничий комплекс

Підписано до друку 03.12.12. Формат 30x42/4.
Папір Captain. Ризографія. Умовн. друк. арк. 1.1.
Обліково-видавн. арк. 1.1. Тираж 100 прим.
Зам. №

НГУ

49027, м. Дніпропетровськ-27, просп. К.Маркса, 19.