

**Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»**

**МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ**  
до лабораторних та практичних робіт  
по дисципліні

**«Попередження та ліквідація ускладнень і аварій в  
нафтогазових свердловинах»**

для студентів спеціальності "185 Нафтогазова інженерія та технології"

Дніпро 2022

Методичні вказівки до виконання лабораторних та практичних робіт по дисципліни «Попередження та ліквідація ускладнень і аварій в нафтогазових свердловинах» / Укладач: А.К. Судаков - Дніпро: НТУ "Дніпровська політехніка", 2022. - 20 с.

Укладач:

*А.К.Судаков, докт. техн. наук, проф.,*

Друкується в редакційній обробці укладачів.

## ЗМІСТ

стор.

### **Лабораторна робота №1**

Оцінка властивостей глинистого розчину при розбавленні його водою **3**

### **Лабораторна робота №2**

Дослідження властивостей глинистого розчину при його забрудненні хімічно активним шламом..... **5**

### **Лабораторна робота №3**

Дослідження пластичної міцності тампонажного розчину і визначення оптимального часу тампонування..... **7**

### **Практичне заняття №1**

Складання плану ізоляції поглинаючого горизонту..... **10**

**Завдання для самостійної роботи..... 13**

### **Додаток 1.**

Пластична міцність тампонажних сумішей..... **16**

**РЕКОМЕНДОВАНІ ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ..... 17**

## ОЦІНКА ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЛИНИСТОГО РОЗЧИНУ ПРИ РОЗБАВЛЕННІ ЙОГО ВОДОЮ

**Мета** - вивчити вплив змісту твердої фази на властивості глинистого розчину.

### *Загальні стани*

Тверда фаза в глинистому розчині обумовлює підвищення його в'язкості, СНС, збільшення гідравлічних опорів, посилений знос деталей гідравлічного устаткування, зниження швидкості буріння. При збільшенні концентрації твердої фази в об'ємних долях від 0 до 14% час буріння свердловини зростає в 2-3 рази. Проте, виходячи з геолого-технічних умов буріння, доводиться застосовувати промивальні рідини різної щільності і з різними властивостями реологій. Окрім цього, в процесі буріння промивальна рідина забруднюється шламом. Усе це вимагає регулювання змісту твердої фази в промивальній рідині. Для цього застосовують механічні або хімічні методи очищення глинистого розчину від шламу або розбавляють його водою. При розбавленні водою змінюються усі технологічні властивості глинистого розчину.

Тому фахівець повинен уміти оцінювати очікувані зміни цих властивостей і визначати межі розбавлення.

### *Зміст роботи*

Необхідно виміряти параметри (товщина глинистої кірки  $T$ , щільність  $\rho$ , в'язкість  $V$  і статична напруга зрушення  $\theta_1$ ) початкового глинистого розчину.

2. Приготувати з початкового глинистого розчину, шляхом розбавлення його водою до заданої щільності, новий розчин і виміряти ті ж параметри. Перед кожним виміром розчин ретельно перемішується. Кількість води, що додається, визначається по формулі:

$$V_B = \frac{\rho_{и} - \rho_{н}}{\rho_{н} - \rho_{в}},$$

де  $V_B$  - об'єм води в  $\text{дм}^3$  на  $1 \text{ дм}^3$  початкового розчину;  $\rho_{и}$ ,  $\rho_{н}$  - щільність початкового і нового розчину;  $\rho_{в}$  - щільність води.

### 3. Заповнити таблицю

Номер бригади	Задана щільність розчину, $\rho_3, \text{дм}^3$	Об'єм води, що додається, $V_B, \text{дм}^3$	Параметри розчину			
			$\rho$	T	B	$\theta_1$
Початковий розчин						
1						
2						
3						
4						

4. Побудувати графіки залежності T, B,  $\theta_1=f(\rho)$  і дати їх аналіз.

5. Визначити граничне зниження щільності, якщо підвищення водовіддачі має бути не більше  $26 \text{ см}^3$  (конкретне значення У вказує викладач індивідуально для кожного студента).

### *Зміст звіту*

1. Виклад завдання.
2. Результати виміру властивостей початкового і розбавленого водою глинистих розчинів (таблиця.).
3. Графік залежності B,  $\theta_1=f(\rho)$  за результатами виміру усіх бригад.
4. На графіці показати граничне зниження щільності.

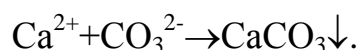
## ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 2

### ДОСЛІДЖЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ГЛИНИСТОГО РОЗЧИНУ ПРИ ЙОГО ЗАБРУДНЕННІ ХІМІЧНО АКТИВНИМ ШЛАМОМ

**Мета** - вивчити вплив добавок в глинистий розчин шламу, що утворюється при розбурюванні цементного каменю.

#### *Загальні стани*

Одним з різновидів забруднення глинистого розчину є збагачення його активними домішками, вступ яких в розчин відбувається при проходці відкладень гіпсу, карбонатних порід, сольових відкладень при розбурюванні цементного каменю що утворилося після цементування. При цьому найбільш шкідливий вплив на глинистий розчин чинять іони  $\text{Ca}^{2+}$ , викликаючи його коагуляцію. При розбурюванні цементних пробок найнебезпечнішими є частки ніпрогідратованого цементу. Для захисту глинистого розчину від шкідливого впливу цементу, рекомендується заздалегідь обробляти його кальцинованою содою, або фосфатами бікарбонату натрію



#### *Зміст роботи*

Кожна бригада студентів як початкове отримує:

- - глинистий розчин (розчин № 1);
- - глинистий розчин, оброблений кальцинованою содою (0,5%) і КМЦ (1%)
- (розчин № 2).

Необхідно:

1. Виміряти Т, В, К початкових розчинів і результати занести в таблицю №1
2. Забруднити початкові розчини цементом. Після ретельного перемішування виміряти ті ж параметри, результати вимірів занести в таблицю № 2.

Таблиця 1

№ розчину	Параметри розчинів		
	Т, с	В, см <sup>3</sup> за 30 хв	К, мм
№ 1			
№ 2			

Таблиця 2

№ бри- гада	Зміст цемен- ту в %	Кількість це- менту в г на 1 л розчину	Параметри розчинів *		
			Т, с	В, см <sup>3</sup> за 30 хв	К, мм
1	2				
2	4				
3	6				
4	8				

\* - в чисельнику розчин № 1, в знаменнику - розчин № 2.

3. Провести аналіз отриманих результатів і зробити висновки.

### *Зміст звіту*

1. Загальні стани
2. Завдання і відомості про склад початкових глинистих розчинів.
3. Опис порядку робіт.
4. Таблиці 1, 2.
5. Висновки.

**ДОСЛІДЖЕННЯ ПЛАСТИЧНОЇ МІЦНОСТІ ТАМПОНАЖНОГО  
РОЗЧИНУ І ВИЗНАЧЕННЯ ОПТИМАЛЬНОГО ЧАСУ  
ТАМПОНУВАННЯ**

**Мета** - освоїти методику визначення пластичної міцності і використання цього параметра для визначення часу тампонування.

*Загальні стани*

Пластична міцність тампонажного розчину вимірюється по методу академіка П. А. Ребендера за допомогою приладу ІВ- 2, в якому замість голки використовуються спеціальні конуси з кутом при вершині 30, 45, 60 і 90°.

До роботи прилад готують також як голку Віка для визначення термінів схоплювання цементного розчину. У рухливій системі приладу замість голки закріплюють конус і зважують рухливу систему в зборі.

Рухлива система приладу встановлюється так, щоб конус торкався поверхні розчину і в такому положенні фіксується стопором. Через певний час витримки розчину, рухлива система за допомогою стопора звільняється і конус занурюється в розчин. Величина занурення фіксується за шкалою.

Потім конус піднімається і встановлюється в початкове положення. Кільце з пробою розчину зміщується так, щоб після чергового занурення конуса центри лунок знаходилися на відстані не менше 3 діаметрів попередньої лунки. Через вибраний час витримки виробляється наступний вимір.

Величина пластичної міцності  $P_n$ , Па, обчислюється за формулою

$$P_n = K_\alpha \frac{G}{h^2},$$

де  $G$  - вага занурюваної системи, Н;  $h$  - глибина занурення конуса, м;  $K_\alpha$  - коефіцієнт, залежний від кута конуса  $\alpha$

$$K_\alpha = \frac{1}{\pi} \cos^2 \frac{\alpha}{2} \operatorname{ctg} \frac{\alpha}{2}$$



$\alpha$	$30^{\circ}$	$45^{\circ}$	$60^{\circ}$	$75^{\circ}$	$90^{\circ}$
$K_{\alpha}$	1,11	0,66	0,41	0,26	0,16

Пластична міцність тампонажного розчину залежить від часу його зміцнення, що пройшло після приготування. Оскільки пластична міцність різко наростає в часі, глибина занурення конуса в кожному досвіді зменшується. Для підвищення міцності виміру, досягши  $h=5-8$  мм, конус замінюється на гостріший. Якщо цього виявиться не досить, то рухлива система додатково навантажується знімним вантажем.

### *Зміст роботи*

Для виконання роботи потрібні наступні матеріали: цемент, порошкова глина, силікат натрію, вода. Студентові або бригаді видається завдання, що включає дані про склад тампонажного розчину, глибину тампонування, бурильну колону і тиск, що розвивається насосом (таблиця.3).

Таблиця 3

### Початкові дані

А	Склад тампонажного розчину		Б	Тип бурового насоса	В	Тип бурильних труб	Г	Глибина зони поглинання, м
	№	цемент, г/л						
1	60	0		НБ- 3		СБТМ- 50		200
2	90	5		НБ- 4		СБТМ- 63,5		400
3	120	10		НБ- 5		СБТМ- 73		600

Розглянемо, наприклад, варіант А3-Б1-В1-Г2. Це означає, що необхідно визначити час, який має в розпорядженні бурильник для тампонування свердловини завглибшки 400 м, розчином складу № 3 (вих.+60 г цементу+0%  $Na_2O$   $SiO_3$ ) з використанням насоса НБ- 3 і бурильних труб СБТМ- 50.

Необхідно приготувати початковий цементний розчин об'ємом 0,5 л, додавши до початкового глинистого розчину 60г цементу і 0% силікату натрію (0 г); усе ретельне перемішати, залити кільце і досліджувати характер зміни пластичної міцності  $P_m$  в часі. Початкові інтервали часу, через які слід виробляти виміри, студент вибирає по перших двом вимірам залежно від кількості прискорювача схоплювання, але вони мають бути не більше 15 хв. За результатами вимірів будується графік зміни  $P_n$  в часі.

Потім за іншими початковими даними завдання проводиться вчислення критичного значення  $P_{кр}$  за формулою

$$P_{кр} = \frac{P_n d}{4L} ,$$

де  $P_n$  - максимальний тиск, що розвивається насосом, м, Па;  $d$  - внутрішній діаметр бурильних труб, м;  $L$  - довжина колони бурильних труб (глибина зони поглинання), м

На побудованому раніше графіку  $P_m=f(t)$  наносять набутого значення  $P_{кр}$  і визначають час, який має в розпорядженні бурова бригада при тампонуванні свердловин розчином заданого складу.

### *Зміст звіту*

1. Завдання, початкові дані.
2. Розрахунок необхідної кількості матеріалів для приготування початкового і заданого розчинів.
3. Опис порядку вимірів.
4. Розрахунок  $P_m$  і  $P_{кр}$ .
5. Побудова графіка  $P_n=f(t)$ .
6. Висновки.

## СКЛАДАННЯ ПЛАНУ ІЗОЛЯЦІЇ ПОГЛИНАЮЧОГО ГОРИЗОНТУ

**Мета** - отримати практичні навички складання плану ізоляції поглинаючого горизонту тампонажним розчином.

### *Загальні відомості*

Для ізоляції поглинаючих горизонтів широко поширено тампонування через бурильні труби. Ця технологія забезпечує доставку тампонажного розчину в зону поглинання без погіршення його параметрів по шляху дотримання. Місце установки кінця бурильних труб і технологія тампонування визначається інтенсивністю поглинання, завглибшки залягання поглинаючого інтервалу. Тампонажний розчин, що захитався в бурильну колону, продавлюється в пласт продавочною рідиною. Таким чином, процес тампонування зони поглинання складається з двох етапів - закачування тампонажного розчину в бурильну колону і продавки його продавочною рідиною. Оскільки місце установки нижнього кінця бурильних труб залежить від цілого ряду важко визначуваних чинників, та відстань від кінця труб до покрівлі зони поглинання приймається при колонковому бурінні 3-10 м, при бурінні свердловин на нафту і газ - 20-30 м. Чим вище інтенсивність поглинання, тим ближче треба встановлювати труби до покрівлі проникної зони.

Послідовність тампонування така. Спочатку опускають бурильну колону, встановлюючи нижній кінець на заданій глибині. Потім обв'язують бурильну колону з буровим насосом або цементувальним агрегатом, промивають колону і опресовують обв'язування. Закачують тампонажний розчин, а потім продавочну рідину (буровий розчин). В процесі закачування, і особливо продавки, строго контролюють об'єм рідини і тиск. За об'ємом закачуваній продавочної рідини визначають місцезнаходження тампонажного розчину. По закінченню продавки, бурильну колону зазвичай підводять на 1 свічу і промивають її від

залишків тампонажного розчину. Розчин, що вимивається, щоб уникнути забруднення бурового розчину, відводять в окрему ємність. Операція завершується очікуванням твердіння тампонажного розчину (ОЗЦ), яке зазвичай досягає 16-24 години.



Рис. 1 Схема тампонування поглинаючого горизонту

### Завдання

Кожен студент отримує витратограму конкретної свердловини, по якій визначає початкові дані і виробляє необхідні розрахунки. При цьому необхідно:

1. Встановити характеристики зони поглинання : глибину покрівлі зони поглинання; потужність поглинаючого інтервалу; інтенсивність поглинання; статичний і динамічний рівні рідини у свердловині; діаметр свердловини в зоні поглинання; коефіцієнт ефективної щористості (тріщиноватості) тріщини.
2. Вибрати рецепт тампонажного розчину.
3. Визначити об'єм тампонажного розчину.
4. Вибрати спосіб приготування тампонажного розчину і визначити кількість потрібних матеріалів.
5. Визначити об'єм продавочної рідини.
6. Визначити необхідний час для проведення операції.
7. Намітити послідовність проведення операції в цілому - з вказівкою кількісних характеристик.

## Зміст роботи

На заданій витратограмі визначаються і описуються усі проникні зони (поглинання, водопрояви) згідно пункту 1 завдання. При виборі рецептури цементного розчину приймаються початкові дані (додат. 1),

Об'єм тампонажного розчину визначається по формулі:

$$V = V_1 + V_2 = \pi m l_n (r_0^2 - r_c^2) + \pi r_c^2 (l_n + l_1),$$

де  $V_1$  - об'єм поглинаючих каналів в межах ізоляційної оболонки,  $m^3$ ;  $V_2$  - об'єм тампонажного склянки  $m^3$ ;  $m$  - коефіцієнт пористості тріщини;  $l_n$  - потужність зони поглинання, м;  $r_0$  - радіус ізоляційної оболонки, м,  $r_0 = r_c + (0,2 \cdot 0,5)$ ;  $r_c$  - радіус свердловини, м;  $l_1$  - відстань від нижнього кінця бурильної колони до покрівлі зони поглинання. Набутого значення  $V$  можна округлити до найближчого більшого числа, враховуючи можливі втрати тампонажного розчину при його приготуванні і доставці по бурильній колоні.

Приготування тампонажного розчину виробляється за допомогою глиномішалки (при об'ємі його до  $2 m^3$ ), при великих об'ємах - за допомогою машини змішувача. Кількість необхідних матеріалів визначається за методикою, приведеною в лабораторній роботі № 3. Об'єм продавочної рідини визначається по формулі:

$$V_{пр} = 0,785 d_{б.т.}^2 (L - l_1)$$

де  $d_{б.т.}$  - внутрішній діаметр бурильних труб, м;  $L$  - глибина зони поглинання, м

## Зміст звіту.

1. Завдання.
2. Копія витратограми та її опис.
3. Схема проведення операції.
4. Розрахунки.
5. Послідовність операцій.

## ЗАВДАННЯ ДЛЯ САМОСТІЙНОЇ РОБОТИ

### Розділ 1 Поглинання промивальної рідини

1. Визначити необхідну кількість цементу і води для приготування 5 м<sup>3</sup> цементного розчину щільністю  $\rho_{ц.р.} = 1\ 800\ \text{кг/м}^3$  і водоцементним числом В:Ц=0,5.

2. Визначити необхідну кількість початкових матеріалів для приготування 8 м<sup>3</sup> цементного розчину 2%, що містить, по вазі від об'єму розчину безводого СаС12. Щільність розчину  $\rho_{ц.р.} = 1900\ \text{кг/м}^3$ , В:Ц=0,55.

3. При розтині поглинаючого пласта на глибині  $Z_p = 3100$  статичний рівень встановився на глибині  $h_c = 82$  м. Щільність промивальної рідини  $\rho = 1260\ \text{кг/м}^3$ . Визначити тиск пласта і коефіцієнт тиску пласта.

4. Визначити питомий тиск гідророзриву гірських порід на глибині 2400 м середня щільність яких складає  $\rho_r = 2860\ \text{кг/м}^3$ .

5. Визначити коефіцієнт поглинаючої здатності  $K_r$  і категорію поглинання по класифікації Ясова В. Г., Волокитенкова А.К., якщо після розтину поглинаючого горизонту статичний рівень встановився на глибині 61 м. При закачуванні у свердловину води з витратою 5 л/с динамічний рівень встановився на глибині 19 м

6. Визначити коефіцієнт інтенсивності поглинання в пласті якщо при гідродинамічному дослідженні його на воді він поглинає  $Q = 0,02\ \text{м}^3/\text{с}$ . Статичний рівень - 48 м, динамічний - 26 м

7. При розтині зони поглинання на глибині  $Z_p = 1440$  м статичний рівень промивальної рідини, щільністю  $\rho = 1240\ \text{кг/м}^3$  встановлюється на відмітці 55 м. Визначити необхідну кількість води яку необхідно додати на 1 м<sup>3</sup> початкової промивальної рідини для відновлення циркуляції.

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

9. Визначити об'єм тампонажної суміші для тампонування поглинаючого пласта через бурильну колону при наступних початкових даних: потужність зони поглинання 16м, відстань від кінця бурильної колони до покрівлі поглинаючого пласта  $l_k = 30$ м, ефективна пористість тріщини  $m = 0,08$ , фактичний діаметр свердловини  $d = 0,225$  м

## Розділ 2 Флюидопроявлення

1. Определить коефіцієнт тиску пласта, якщо на глибині  $z = 4100$  м розкритий пласт з  $P_{пл} = 45$ МПа.

2. Определить гідростатичний тиск у вертикальній свердловині на глибині  $z = 2800$ м, якщо вона заповнена ПЖ щільністю  $\rho = 1350$ кг/м<sup>3</sup>.

3. Определить об'єм вступу газу в промивальну рідину за одиницю часу при розбурюванні газонасиченого піщанику за наступних початкових умов: механічна швидкість буріння  $V_m = 10$ м/год; пористість піщанику  $m = 0,16$ ; діаметр свердловини  $d_s = 0,21$ м; коефіцієнт газонасичення породи  $\beta = 0,8$ ; коефіцієнт газовіддачі  $\alpha = 0,8$ .

4. Визначити зниження тиску на пласт при підйомі бурильної колони без долива для наступних початкових умов: довжина колони бурильних труб  $l_T = 2500$  м, маса 1 м бурильних труб  $q = 29,0$  кг/м; внутрішній діаметр кондуктора  $d_k = 0,304$  м; щільність промивальної рідини  $\rho = 1400$  кг/м<sup>3</sup>; щільність матеріалу труб  $\rho_m = 7650$  кг/м<sup>3</sup>.

5. При виявленні флюидопроявлення був закритий превентор і через 20 хвилин встановився тиск, на гирло свердловини : в кільцевому просторі  $P_{ук} = 3,6$  МПа в бурильній колоні  $P_{ут} = 2,4$  МПа. Визначити щільність і вид флюїда, тиск пласта і коефіцієнт тиску пласта, якщо пласт розкритий на глибині  $z = 2900$ м промивальною рідиною з щільністю  $\rho = 1350$  кг/м<sup>3</sup> і висота стовпа флюїда, що поступив у свердловину, склала  $z_f = 120$ м.

6. Визначити висоту стовпа флюїда, що поступив у свердловину, якщо на момент закриття превентора рівень промивальної рідини в приймальній ємності

з розмірами 1,5x2 м піднявся на 0,4 м. Свердловина має діаметр 0,260 м і в ній знаходиться бурильна колона з ОБТ в нижній частині  $d_{\text{ОБТ}}=0,203$  м

7. Определить початкові для плавного глушення прояви, якщо проявляючий пласт був розкритий на глибині  $z=3200$  м промивальною рідиною  $\rho=1400\text{кг/м}^3$ , і об'єм флюїда, що поступив на поверхню, склав  $1,1\text{м}^3$ . Середній діаметр свердловини на забої  $d=0,202$  м. Бурильна колона знаходиться у свердловині і складається з ОБТ- 146 завдовжки 101 м і ТБВК114-8Е - решта. Після закриття пре-вентора тиск на гирло свердловини склав:  $P_{\text{ут}}=1,8$  МПа;  $P_{\text{ук}}= 2,5$  МПа.



## Пластична міцність тампонажних сумішей

Склад розчину	Пластична міцність в Па при часі стабілізації в хв				
	1	10	60	120	240
Початковий: глинистий, $\rho=1,16$ г/см <sup>3</sup>	7,5	7,3	-	-	-
Початковий + 30 г/л цементу	84	90	230	600	800
Початковий + 60 г/л цементу	90	103	300	700	1000
Початковий + 90 г/л цементу	112	118	360	850	1150
Початковий: глинистий, $\rho=1,16$ г/см <sup>3</sup> +60 г/л цементу	7,5	7,3	-	-	-
Початковий + 5 г/л рідкого скла	330	540	1100	3000	5700
Початковий + 10 г/л рідкого скла	430	600	1900	4600	6600
Початковий + 15 г/л рідкого скла	560	700	2300	5800	7300
Початковий: глинистий $\rho=1,18$ г/см <sup>3</sup>	11,8	12,2	-	-	-
початковий +30 г/л цементу	112	120	420	690	1100
Початковий +30 г/л цементу +5 г/л рідкого скла	260	500	1280	2600	5200
Початковий +30 г/л цементу + 10 г/л рідкого скла	393	690	2300	5100	7000
Початковий + 30 г/л цементу + 15 г/л рідкого скла	532	710	3200	5900	7800
початковий +60 г/л цементу	145	152	560	810	1250
Початковий +60 г/л цементу +5 г/л рідкого скла	370	600	1370	3800	6200
Початковий +60 г/л цементу + + 10 г/л рідкого скла	482	740	2600	5500	7600
Початковий +60 г/л цементу + 15 г/л рідкого скла	600	770	3300	6300	8300
Початковий +90 г/л цементу	160	175	750	1200	1600
Початковий +90 г/л цементу +5 г/л рідкого скла	390	610	1530	4300	6800
Початковий +90 г/л цементу + + 10 г/л рідкого скла	510	800	2900	6100	8200
Початковий + 90 г/л цементу + 15 г/л рідкого скла	620	800	4000	7000	9200

## РЕКОМЕНДОВАНІ ДЖЕРЕЛА ІНФОРМАЦІЇ

### Базові

1. Ясов В.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. – НФНТУНГ. – 1989.
2. Судаков А.К. Дзюбик А.Р., Кузін Ю.Л., Назар І.Б., Судакова Д.А. Ізоляція поглинаючих горизонтів бурових свердловин термопластичними матеріалами: Монографія – Дрогобич.: «Просвіт», 2019. – 182 с.
3. Бражененко А.М., Гошовский С.В., Кожевников А.А., Мартыненко И.И., Судаков А.К. Тампонаж горных пород при бурении геологоразведочных скважин легкоплавкими материалами: Монография К.УкрГГРИ, 2007.-130с.

### Допоміжні

4. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси. – М: Недра, 1987.
5. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. - М.: Недра, 1991. - 336 с.
6. Ивачев Л.М. Промывка и тампонирование геологоразведочных скважин. - М.: Недра, 1989. - 247 с.
7. Ивачев Л.М. Борьба с поглощениями промывочной жидкости при бурении геологоразведочных скважин. - М.: Недра, 1982. - 293 с.
8. Ивачев Л.М., Кипко Э.Я., Саломатов М.А. Опыт изоляции поглощающих горизонтов связанных с пересечением горных выработок.К.: УкрНИИНТИ, 1968. – 168 с.
9. Кипко Э.Я., Полозов Ю.А., Ивачев Л.М и др. Инструкция по проведению ликвидационного тампонирования скважин на угольных месторождениях. В.: Ворошиловоградская правда, 1979. – 59 с.
- 10.Кипко Э.Я., Полозов Ю.А., Лушникова О.Ю. и др. Комплексный метод тампонажа при строительстве шахт. - М.: Недра, 1984. - 280 с.
- 11.Кипко Э.Я., Полозов Ю.А., Лушникова О.Ю. и др. Тампонаж обводненных горных пород. - М.: Недра, 1989. – 318 с.

### Інформаційні ресурси

1. [http://trrkk.nmu.org.ua/ua/peda\\_job/uab/index.php](http://trrkk.nmu.org.ua/ua/peda_job/uab/index.php)