

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»



МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

з практичних занять з дисципліни

«Закінчування свердловин»

для студентів спеціальності

185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро

2019

Методичні вказівки до виконання практичних занять з дисципліни «Закінчування свердловин» для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології / Упоряд. В.Л. Хоменко. – М-во освіти і науки України ; Нац. гірн. ун-т. – Дніпро: НТУ «ДП», 2019. – 28 с.

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 1
РОЗРАХУНОК ЦЕМЕНТУВАННЯ

Мета роботи: набути навичок розрахунку цементування свердловин.

Для цементування обсадної колони необхідно визначити оптимальні параметри цієї операції: тип і властивості тампонажного розчину, об'єми використовуваних розчинів і кількість матеріалів необхідних для їх приготування, режим і тривалість закачування і протискування тампонажного розчину, тип і кількість цементувальних агрегатів і змішувальних машин.

Методика розрахунку

1. Об'єм тампонажного розчину. Згідно рис. 1, в.

$$V_{\text{т.р.}} = \frac{\pi}{4} [(D^2 - d_3^2)H + d_B^2 h], \quad (1)$$

де d_3, d_B – відповідно зовнішній і внутрішній діаметри обсадної колони, м; D – середній діаметр стовбура свердловини, який визначають по кавернограмі перед спуском обсадної колони; $h = 10-20$ м – висота цементного стакану.

Його також можна визначити за формулою

$$D = k_1 D_d, \quad (2)$$

де k_1 – коефіцієнт, що враховує наявність в свердловині каверн ($k_1 = 1,1 \div 1,5$), D_d – діаметр долота, м.

2. Кількість матеріалів, необхідних для приготування тампонажного розчину.

2.1. Кількість сухого цементу, необхідного для приготування 1 м^3 розчину

$$q = \rho_c \frac{\rho_{\text{т.р.}} - \rho_B}{\rho_c - \rho_B}, \quad (3)$$

де ρ_c – щільність сухого тампонажного матеріалу (для цементу $\rho_c = 3100 \div 3200 \text{ кг/м}^3$); ρ_B – густина води, кг/м^3 ; $\rho_{\text{т.р.}}$ – густина тампонажного розчину, кг/м^3 .

2.2. Загальна маса сухого цементу

$$G = k_2 q V_{\text{т.р.}}, \quad (4)$$

де $k_2 = 1,01 \div 1,10$ – коефіцієнт, що враховує втрати цементу в процесі приготування.

2.3. Об'єм води, необхідний для приготування 1 м^3 тампонажного розчину

$$V_1 = \frac{\rho_c - \rho_{\text{т.р.}}}{\rho_c - \rho_{\text{в}}} \quad (5)$$

2.4. Загальний об'єм води

$$V_{\text{в}} = k_3 V_1 V_{\text{т.р.}}, \quad (6)$$

де $k_3 = 1,05 \div 1,10$ – коефіцієнт, що враховує втрати води.

3. Об'єм протискувальної рідини

$$V_{\text{п}} = \frac{\pi}{4} d_{\text{в}}^2 (L - h). \quad (7)$$

4. Об'єм буферної рідини

$$V_{\text{б.}} = \frac{\pi}{4} (D^2 - d_3^2) h_{\text{б.}}, \quad (8)$$

де $h_{\text{б.}} = 100 \div 200 \text{ м}$ – висота стовпа буферної рідини в кільцевому просторі (рис. 1, в).

5. Об'єм бурового (глинистого) розчину, що витісняється

$$V_{\text{г.р.}} = \frac{\pi}{4} (D^2 - d_3^2) (H + h_{\text{б.}}), \quad (9)$$

6. Сумарна подача цементувальних агрегатів.

Вона визначається виходячи з положення, що найбільш успішне витіснення глинистого розчину відбувається при турбулентній течії тампонажного розчину в затрубному просторі. Затрубний режим течії можливий при швидкості підйому тампонажного розчину в затрубному просторі не нижче $V_{\text{вис}} = 1,5 \div 1,7 \text{ м}$. Зазвичай

приймають $V_{\text{вис}} = 1,5 \div 2,5 \text{ м}$.

$$\text{Тоді } Q_{\Sigma} = \frac{\pi}{4} (D^2 - d_3^2) V_{\text{вис}} \quad (10)$$

7. Тиск в циркуляційній системі. При цементуванні обсадної колони повинні виконуватися наступні умови

$$P_1 \leq [P_0], [P_1]; \quad (11)$$

$$P_2 \leq [P_2]; \quad (12)$$

$$P_3 \leq [P_3], \quad (13)$$

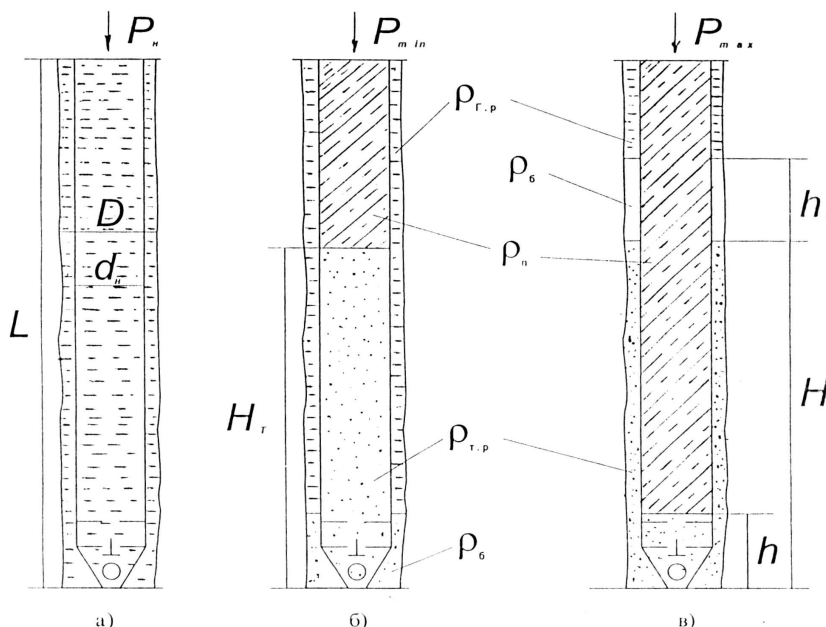


Рис. 1. Схема цементування свердловини

тиск на цементувальній головці; $[P_0]$ – граничний внутрішній тиск для обсадних труб; P_2 і $[P_2]$ – відповідно розрахунковий і допустимий тиск на насосах цементувальних агрегатів; P_3 і $[P_3]$ – відповідно розрахунковий і допустимий тиск

де P_1 і $[P_1]$ – відповідно розрахунковий і допустимий

на вибої свердловини, $[P_3]$ визначають як граничний тиск, при якому виникає поглинання. Граничні показники, що стоять в правій частині цих рівнянь, є паспортними характеристиками.

У випадку, якщо ці умови не виконуються, то необхідно або змінити режим цементування, або підібрати інше обладнання.

С метою спрощення, припустимо, що властивості розчину в процесі цементування остаються незмінними, а поперечні розміри обсадної колони і стовбура свердловини однакові по всій їх довжині. В деяких випадках будемо зневажати наявністю стовпа буферної рідини.

7.1. Визначення початкового тиску на цементувальній голівці

$$P_{\Pi} = P_{\text{тр}} + P_{\text{з.п.}}, \quad (14)$$

де $P_{\text{тр}}$ – втрати тиску усередині обсадної колони; $P_{\text{з.п.}}$ – втрати тиску в затрубному просторі.

$$P_{\text{тр}} = \frac{8Q^2}{\pi^2 d_B^2} \lambda_{\text{г.р.}} \rho_{\text{г.р.}} L = a \lambda_{\text{г.р.}} \rho_{\text{г.р.}} L, \quad (15)$$

$$P_{\text{з.п.}} = \frac{8Q^2}{\pi^2 (D - d_3)^3 (D + d_3)^2} \lambda_{\text{г.р.}} \rho_{\text{г.р.}} L = b \lambda_{\text{г.р.}} \rho_{\text{г.р.}} L, \quad (16)$$

де $a = \frac{8Q^2}{\pi^2 d_B^5}$ і $b = \frac{8Q^2}{\pi^2 (D - d_3)^3 (D + d_3)^2}$ – скорочувальні коефіцієнти.

7.2. Визначення мінімального тиску на цементувальній голівці

Оскільки густина глинистого розчину менша за густина тампонажного розчину, тиск при закачуванні останнього поступово знижується, досягаючи мінімуму у момент вивільнення протискувальної пробки і в подальшому до початку надходження тампонажного розчину в затрубний простір залишається незмінним.

P_{min} може знижуватися до 0 і навіть мати негативне значення.

$$P_{\text{min}} = P_p + P_{\text{т.р.}} + P_{\text{з.п.}}, \quad (17)$$

де P_p – різниця гідростатичних тисків в трубах і в затрубному просторі в момент початку надходження тампонажного розчину в затрубний простір (рис. 1, б)

$$P_p = \rho_{\text{г.р.}} g(L - h_6) + \rho_6 g h_6 - \rho_{\text{т.р.}} g H_T - \rho_{\text{п}} g(L - H_T), \quad (18)$$

де H_T – висота стовпа тампонажного розчину усередині обсадної колони.

$$H_T = \frac{V_{\text{тр}}}{F_T}, \quad (19)$$

де F_T – площа прохідного перерізу обсадної колони.

$$F_T = \frac{\pi}{4} d_B^2. \quad (20)$$

Якщо $H_T > L$ тоді приймають $H_T = L$

Тиск $P_{\text{тр}}$ і $P_{\text{з.п.}}$ визначаються аналогічно (15) і (16) у відповідності до положення меж розділу розчинів зображених на рис. 1, б.

$$P_{\text{тр}} = a[\lambda_{\text{п.р.}} \rho_{\text{п}} (L - H_T) + \lambda_{\text{т.р.}} \rho_{\text{т.р.}} H_T], \quad (21)$$

$$P_{\text{з.п.}} = b[\lambda_{\text{г.р.}} \rho_{\text{г.р.}} (L - h_{\text{б}}) + \lambda_{\text{б}} \rho_{\text{б}} h_{\text{б}}], \quad (22)$$

7.3. Визначення максимального тиску на цементувальній голівці P_{max} (рис. 1, в). З моменту надходження тампонажного розчину в кільцевий простір тиск на цементувальній голівці підвищується и досягає максимуму в кінці періоду цементування

$$P_{\text{max}} = P_1 = P'_p + P'_{\text{т.р.}} + P'_{\text{з.п.}}, \quad (23)$$

де P'_p – різниця гідростатичних тисків в трубах і затрубному просторі в момент посадки пробки на стопорне кільце (рис. 1, в).

$$P'_p = \rho_{\text{г.р.}} g(L - H - h_{\text{б}}) + \rho_{\text{б}} g h_{\text{б}} + \rho_{\text{т.р.}} g(H - h) - \rho_{\text{п}} g(L - h), \quad (24)$$

$$P'_{\text{тр}} = a[\lambda_{\text{п.р.}} \rho_{\text{п}} (L - h) + \lambda_{\text{т.р.}} \rho_{\text{т.р.}} h], \quad (25)$$

$$P'_{\text{з.п.}} = b[\lambda_{\text{г.р.}} \rho_{\text{г.р.}} (L - H - h_{\text{б}}) + \lambda_{\text{б}} \rho_{\text{б}} h_{\text{б}} + \lambda_{\text{т.р.}} \rho_{\text{т.р.}} H]. \quad (26)$$

7.4. Визначення максимального тиску на вибої свердловини

$$P_3 = P_{\text{з.п.}}^{\Gamma} + P'_{\text{з.п.}}, \quad (27)$$

де $P_{\text{з.п.}}^{\Gamma}$ – максимальний гідростатичний тиск в затрубному просторі.

$$P_{\text{з.п.}}^{\Gamma} = \rho_{\text{г.р.}} g(L - H - h_{\text{б}}) + \rho_{\text{б}} g h_{\text{б}} + \rho_{\text{т.р.}} g H]. \quad (28)$$

8. Після цього перевіряємо чи виконуються умови (11) і (13). При порушенні цих умов потрібно зменшити подачу насосів Q чи перейти на двоступінчасте цементування і повторити розрахунок.

Для перевірки умови (12) визначаємо максимальний тиск на ЦА

$$P_2 = P_1 + P_m, \quad (29)$$

де P_m – втрати тиску в маніфольді.

Якщо величиною P_m знехтувати, то можна прийняти

$$P_2 \approx P_1,$$

9. Обираємо тип ЦА, порівнюючи P_2 з технічною характеристикою, таким чином, щоб виконувалась умова (13). Якщо жоден з існуючих (або тих, що є на підприємстві) ЦА не відповідають умові (13), то також треба зменшити подачу насосів Q чи перейти на двоступінчасте цементування і повторити розрахунок.

10. Визначаємо кількість ЦА для закачування буферної рідини за формулою

$$n_1 = \frac{V_6}{6,4}, \quad (30)$$

де 6,4 – ємність мірного бака ЦА, м³.

11. Визначаємо кількість змішувальних машин

$$m_3 = \frac{G}{G_c}, \quad (31)$$

де G_c – ємність бункера ЗМ, т.

12. Визначаємо кількість ЦА для закачування тампонажного розчину.

$$n_2 = 2m_3, \quad (32)$$

13. Визначаємо кількість ЦА для протискування тампонажного розчину. При цьому процес протискування починаємо з максимальної подачі $Q=Q_{\max}$ при найменшому тиску $P_2=P_{\min}$. Потім по мірі підвищення P_2 до значення P_{\max} подачу зменшують шляхом зменшення кількості подвійних ходів насосів або шляхом почергового відключення ЦА.

$$n_3 = \frac{Q}{Q_{IV}}. \quad (33)$$

Розрахункову кількість ЦА округляють в більшу сторону і до нього додають один резервний агрегат.

14. Визначаємо тривалість цементування

$$t_{\text{ц}} = t_{\text{б}} + t_{\text{з}} + t_{\text{п}} + t_{\text{д}}. \quad (34)$$

У цій формулі $t_{\text{б}}$ час закачування буферної рідини

$$t_{\text{б}} = \frac{V_{\text{б}}}{n_1 q_i}, \quad (35)$$

де q_i – продуктивність ЦА на i -ій передачі (див технічну характеристику ЦА).

Для визначення передачі на якій можна закачувати буферну рідину необхідно порівняти технічну характеристику обраного ЦА і $P_{\text{н}}$, з тим, щоб

$$P_1 > P_{\text{н}}.$$

Як правило буферну рідину закачують на максимальній передачі.

Час закачування тампонажного розчину $t_{\text{з}}$ визначають за формулою

$$t_{\text{з}} = \frac{V_{\text{т.р}}}{n_2 q_i}. \quad (36)$$

Тут q_i можна також вибирати з умови

$$P_1 > P_{\text{н}}.$$

Час закачування протискувальної рідини $t_{\text{п}}$ (час протискування тампонажного розчину в затрубний простір) в загальному вигляді визначають за формулою

$$t_{\text{п}} = \frac{V_{\text{п}}}{n_3 q}. \quad (37)$$

При переході тампонажного розчину в затрубний простір тиск на цементувальній голівці буде підвищуватись від $P_{\text{мін}}$ до $P_{\text{макс}}$. В результаті виникає необхідність зменшення расходу шляхом послідовного переключення агрегатів на меншу передачу. При цьому для визначення $t_{\text{п}}$ необхідно визначити об'єм протискувальної рідини, що закачують на кожній з передач. З метою спрощення розрахунків приймаємо, що $q = q_{\text{ср}}$ (де $q_{\text{ср}}$ визначаємо як середню по кількості передач насоса ЦА). З урахуванням того, що останні 1-2 м³ протискувальної рідини закачуються одним агрегатом формула (37) матиме вигляд

$$t_{\text{п}} = \frac{V_{\text{п}} - 2}{n_3 q_{\text{ср}}} + \frac{2}{q_1}. \quad (38)$$

Час на допоміжні роботи (промивання маніфольдів і вивільнення пробки) приймаємо $t_{\text{д}} = 15$ хв.

15. Визначаємо час початку тужавіння тампонажного розчину

$$t_{п.т} \geq \frac{t_{ц}}{0,75}, \quad (39)$$

Зміст звіту

1. Розрахунок цементування згідно з вихідними даними (табл. 1).
2. Технічна характеристика обраного ЦА.

Контрольні запитання

1. Що необхідно визначити при розрахунку цементування свердловини?
2. Які умови повинні виконуватися при цементуванні обсадної колони?
3. Виходячи з чого визначають кількість цементувальних агрегатів?

Список літератури

1. Маковей Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. – М.: Недра, 1986.
2. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. ВНИИКРнефть. М.: 1975.

Таблиця 1
Вихідні дані

Показники			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глибина свердловини	L	м	2000	2100	2200	2300	2400	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600	1700	1800	1900
Діаметр обсадної колони	d _з	мм	114	127	140	146	168	178	194	219	245	219	194	178	168	146	140
Товщина стіни обсадної колони	t	мм	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9
Висота тампонажного розчину	H	м	1800	1700	1600	1700	1600	600	700	800	700	900	1000	900	800	1200	1300
Густина глинистого розчину	ρ _{г.р.}	кг/м ³	1100	1120	1130	1140	1150	1160	1160	1170	1180	1190	1200	1180	1230	1240	1220
Густина продавлювальної рідини	ρ _п	кг/м ³	1000	1010	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080	1090	1100	1110	1120	1130	1140
Густина буферної рідини	ρ _б	кг/м ³	1050	1060	1070	1080	1090	1100	1010	1020	1030	1040	1050	1060	1070	1080	1090
Густина тампонажного розчину	ρ _{т.р.}	кг/м ³	1700	1710	1720	1730	1740	1750	1760	1770	1780	1790	1800	1810	1820	1830	1840
Коефіцієнти гідралічних витрат	глинистого розчину	λ _{г.р.}	0,018	0,020	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028	0,029	0,030	0,029	0,028	0,027
	продавлювальної рідини	λ _п	0,028	0,027	0,026	0,025	0,024	0,023	0,022	0,021	0,022	0,023	0,024	0,025	0,026	0,027	0,028
	буферної рідини	λ _б	0,035	0,036	0,037	0,038	0,039	0,040	0,041	0,042	0,043	0,044	0,045	0,046	0,047	0,048	0,049
	тампонажного розчину	λ _{т.р.}	0,040	0,039	0,038	0,037	0,036	0,035	0,034	0,033	0,032	0,031	0,030	0,029	0,028	0,027	0,026
Допустимий тиск на вибої свердловини	[P _з]	МПа	40	41	42	43	44	45	46	47	46	45	44	43	42	41	40

Продовження таблиці 1

Показники			16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Глибина свердловини	L	м	3000	2900	2800	2700	2600	2500	2400	2300	2200	2100	3100	3200	3300	3400	3500	
Діаметр обсадної колони	d _з	мм	127	114	127	140	146	168	178	194	219	245	114	146	178	219	245	
Товщина стіни обсадної колони	t	мм	10	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	9	10	7	8	
Висота тампонажного розчину	H	м	2400	2300	2000	2100	2200	1900	1700	1600	1400	1500	1300	1600	1900	2200	2500	
Густина глинистого розчину	ρ _{г.р.}	кг/м ³	1240	1250	1260	1240	1230	1220	1210	1200	1190	1180	1170	1160	1150	1140	1130	
Густина продавлювальної рідини	ρ _п	кг/м ³	1140	1130	1120	1110	1100	1090	1080	1070	1060	1050	1040	1030	1020	1010	1000	
Густина буферної рідини	ρ _б	кг/м ³	1100	1120	1110	1130	1090	1030	1080	1050	1120	1080	1070	1050	1040	1030	1060	
Густина тампонажного розчину	ρ _{т.р.}	кг/м ³	1850	1860	1870	1880	1890	1900	1910	1920	1930	1940	1950	1860	1840	1820	1800	
Коефіцієнти гідралічних витрат	глинистого розчину	λ _{г.р.}	0,26	0,25	0,23	0,21	0,19	0,24	0,22	0,20	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,19	0,22	0,25
	продавлювальної рідини	λ _п	0,29	0,30	0,28	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,23	0,25	0,27	0,29	0,8	0,26
	буферної рідини	λ _б	0,048	0,047	0,045	0,043	0,041	0,039	0,037	0,035	0,044	0,042	0,040	0,038	0,036	0,046	0,042	0,038
	тампонажного розчину	λ _{т.р.}	0,028	0,030	0,032	0,034	0,036	0,038	0,040	0,042	0,029	0,031	0,033	0,035	0,037	0,039	0,033	0,030
Допустимий тиск на вибої свердловини	[P _з]	МПа	39	38	39	40	41	42	43	44	45	37	46	47	48	49	50	

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ № 2 РОЗРАХУНОК ОБСАДНОЇ КОЛОНИ

Мета роботи: набути навичок розрахунку обсадної колони.

1. Методика розрахунку експлуатаційної колони

Колона виконується з труб одного зовнішнього діаметру і складається з окремих секцій, які відрізняються одна від одної або товщиною стінки, або маркою сталі, або и тим і іншим.

Спочатку розраховують колону на зім'яття від дії зовнішнього тиску і складають

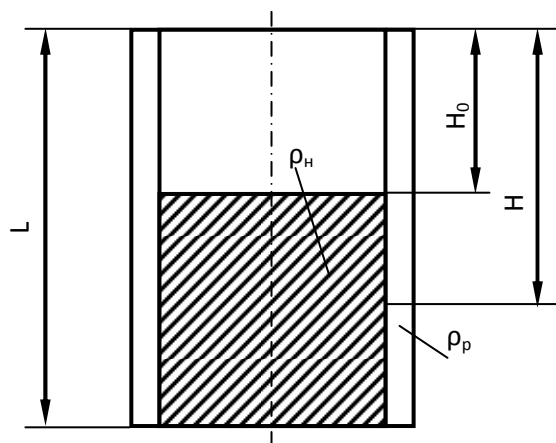


Рис. 1. Схема до розрахунку обсадної колони

базову конструкцію колони. Потім цю базову конструкцію перевіряють на розтягнення від дії власної ваги. Конструкція колони отримана в результаті перевірки на розтягнення є остаточною. Спеціальні розрахунки на міцність від дії других видів зусиль на колону не проводяться, а їх дія враховується коефіцієнтом запасу міцності. Схема к розрахунку обсадної колони наведена на рис. 1.

2. Розрахунок колони на зім'яття

Умова міцності колони при розрахунку на зім'яття

$$\frac{P_{кр}}{P_{ф}} \geq n_{зм}, \quad (1)$$

де $P_{кр}$, $P_{ф}$ – відповідно критичний і фактичний зовнішній тиск; $n_{зм}$ – коефіцієнт запасу.

Критичний зовнішній тиск визначають за формулою Г.М. Саркісова

$$P_{кр} = 1,1K_{\min} \left(\sigma_T + EK_0\rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 K_{\min}} \right) - \sqrt{\left[\sigma_T + EK_0^2\rho \left(1 + \frac{3e}{2\rho^3 K_{\min}} \right) \right]^2 - 4EK_0^2\rho\sigma_T} \right), \quad (2)$$

$$\text{де } K_{\min} = \frac{0,875\delta}{D}; \quad K_0 = \frac{0,905\delta}{D}; \quad \rho = \frac{K_0}{K_{\min}} = \frac{0,905}{0,875} = 1,034;$$

δ – номінальна товщина стінки труби; D – номінальний зовнішній діаметр труби; σ_T – межа текучості; E – модуль пружності матеріалу труби; e – овальність, яка дорівнює відношенню різниці найбільшого і найменшого діаметрів труби до номінального діаметру (для експлуатаційних колон $e = 0,01$; для технічних $e = 0,015 \div 0,02$).

Коефіцієнт запасу приймають: для зони експлуатаційного об'єкту плюс 50 м вище цієї зони $n_{cm} = 1,15$ для стійких порід і до $n_{cm} = 1,4$ для нестійких порід; для іншої частини колони $n_{cm} = 1$ [2].

При визначенні P_ϕ частіше всього умовно приймають, що обсадна колона частково заповнена нафтою, а затрубний простір до устя заповнений промивальною рідиною, якою промивали свердловину в період закінчення буріння (рис. 1).

Тому для перерізу, розташованого вище рівня нафти

$$P_\phi = \rho_p g H, \quad (3)$$

а для перерізу, розташованого нижче рівня нафти

$$P_\phi = (\rho_p - \rho_n) g H + \rho_p g H_0, \quad (4)$$

де H – відстань від перерізу колони, що розглядають до устя свердловини.

Підставивши (3) і (4) в (1) і розв'язуючи відносно H отримаємо

$$H = \frac{P_{кр}}{\rho_p g n_{зм}}, \quad (5)$$

$$H = \frac{P_{кр} - \rho_n g H_0 n_{зм}}{(\rho_p - \rho_n) g n_{зм}}, \quad (6)$$

Далі за допомогою формули (2) розраховують і заносять до табл. 1 величину $P_{кр}$ для труб з різних сталей і з різною товщиною стінки.

Таблиця 1

Характеристика обсадної труби $D = \dots$, що виготовлена зі сталі марки

Товщина стінки труби, мм	6	7	8	9	10	11	12
Критичний зовнішній тиск $P_{кр}$, МПа							
Зрушуюче зусилля $Q_{зр}$, кН							

Далі за допомогою формул (5) і (6) для цих же труб розраховують допустиму глибину їх спуску і отримані дані заносять в табл. 2.

Таблица 2

Базова конструкція обсадної колони

Номер секції	Товщина стінки труби	Глибина спуску		Довжина секцій	Вага 1 м труби, кН	Вага секції
		від	до			
Всього						

Після цього приступають до складання конструкції колони. Для зменшення її ваги і вартості намагаються вибрати труби зі сталі якомога низької якості і проектують таким чином, що запас міцності на всій довжині колони був близьким до мінімального припустимого. В результаті розрахунку на зім'яття складається багато секційна колона, у якій від устя до вибою ступінчасто збільшується товщина стінки або покращується якість сталі (табл. 2).

3. Перевірка колони на розтяг

Міцність на розтяг різьбових з'єднань обсадних труб нижча, ніж міцність гладкого тіла труби. Колона вважається міцною на розтяг в тому випадку, якщо

$$\frac{Q_{зр}}{Q_{ф}} \geq n_{зр} \quad (7)$$

де $Q_{зр}$ – зрушуюче навантаження на різьбове з'єднання; $Q_{ф}$ – фактичне зрушуюче навантаження, що діє на різьбове з'єднання; $n_{зр}$ – коефіцієнт запасу.

Розрахунок на розтяг для різьбових труб виконується за формулою Ф.І. Яковлєва з урахуванням коефіцієнту П.П. Шумілова

$$Q = \frac{\pi D_c \delta_1 \sigma_T}{1 + \eta \frac{D_c}{2l} \operatorname{ctg}(\alpha + \varphi)}, \quad (8)$$

де l – довжина різьби до першої нитки з повним профілем (до основної площини); α – кут між опорною гранню різьби і віссю труби ($\alpha = 62^\circ$); φ – кут тертя металу о метал (приймається $\varphi = 7^\circ$); D_c – середній діаметр труби по першій повній нитці; δ_1 – товщина стінки труби по першій повній нитці ($\delta_1 = \delta - t - \Delta$); δ – номінальна товщина стінки труби; t – висота профілю різьби: для восьминиткової $t = 2,033$ і для шестиниткової $t = 2,711$; $\Delta = 0,3$

для труб з конусністю 1/32 і $\Delta = 0,5$ для труб з конусністю 1/16; η – коефіцієнт П.П. Шумілова.

$$\eta = \frac{\delta_1}{\delta_1 + \delta} \quad (9)$$

Коефіцієнт запасу міцності $n_{зр}$ при розрахунку за формулою (7) приймаються рівними [2]: для колон діаметром менше 219 мм довжиною менше 3500 м $n_{зр} = 1,15$; довжиною більше 3500 м $n_{зр} = 1,3$; для колон діаметром більше 219 мм довжиною менше 2000 м $n_{зр} = 1,2 \div 1,3$; довжиною більше 2000 м $n_{зр} = 1,4 \div 1,5$.

Верхня межа $n_{зр}$ рекомендується для колон великих діаметрів, які складені з високоміцних труб, а також для колон похило-скерованих свердловин.

Фактичне зрушуюче навантаження знаходять з виразу

$$Q = q_1 l_1 + q_2 l_2 + \dots + q_i l_i, \quad (10)$$

де q_i – вага 1 м колони даної секції; l_i – довжина даної секції.

Спочатку на розтяг перевіряють саме верхнє різьбове з'єднання обсадної колони. Якщо умова (7) виконується, то на цьому розрахунок припиняють і базову конструкцію приймають за остаточну. Якщо ж умова (7) не виконується, то послідовними перевірками верхніх і нижніх перерізів кожної окремої секції, які проводять згори донизу, знаходять ту секцію, для якої умова (7) виконується. Вище цієї секції повинна бути розташована секція з більшою товщиною стінки або з більш якісної сталі. Довжина цієї нової секції визначається з виразу

$$l_i = \frac{Q_{зр}^i - n_{зр} Q_{\phi}}{n_{зр} q_i} \quad (11)$$

Таким чином визначають довжини всіх секцій, що розташовані вище, доти поки сумарна довжина секцій не перевищить довжину обсадної колони.

Остаточні результати розрахунків заносять в табл. 3.

Таблиця 3

Остаточна конструкція обсадної колони

Номер секції	Товщина стінки труби	Глибина спуску		Довжина секцій	Вага 1 м труби, кН	Вага секції
		від	до			
Всього						

Зміст звіту

1 Розрахунок обсадної колони згідно з вихідними даними (табл. 4).

Контрольні запитання

1. В якій послідовності ведуть розрахунок обсадної колони?
2. Яким чином змінюються товщина стінки і група міцності сталі в результаті розрахунку колони на зім'яття?
3. Яким чином змінюються товщина стінки і група міцності сталі в результаті розрахунку колони на розтяг?

Список літератури

1. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк И.М. Типовые задачи и расчеты в бурении, М.: Недра, 1982.
2. Справочник инженера по бурению. Т. 1 / Под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М.: Недра, 1985.

Таблиця 4
Вихідні дані

Вар	Глибина свердловини L, м	Діаметр обсадної колони D, мм	Група міцності сталі	Густина рідини ρ_r , кг/м ³	Густина нафти ρ_p , кг/м ³	Рівень нафти H ₀ , м
1	1750	168	Д	1280	850	1000
2	1650	146	Д	1250	840	900
3	1750	146	Д	1150	830	1100
4	1800	140	Д	1150	820	900
5	2000	168	К	1220	810	1200
6	2200	140	К	1250	800	1300
7	2500	168	К	1240	810	1400
8	2800	146	Е	1160	820	1800
9	3000	146	Е	1240	830	2000
10	3500	140	Е	1280	840	2200
11	2000	127	Д	1200	850	1300
12	2400	127	Д	1280	860	1600
13	2800	127	К	1300	870	1700
14	3200	114	К	1260	880	2100
15	3600	114	К	1300	890	2400
16	1000	219	Д	1220	900	600
17	1100	168	Д	1240	910	700
18	1200	146	Д	1330	920	700
19	1400	140	Д	1320	930	800
20	1500	178	К	1310	940	900
21	1600	219	К	1300	950	800
22	1700	245	К	1290	940	700
23	1800	273	К	1280	930	800
24	1900	245	К	1270	920	900
25	2000	178	Д	1260	910	1000
26	2100	219	Д	1250	900	1200
27	2200	114	Д	1240	890	1400
28	2300	140	Е	1230	880	1300
29	2400	168	Е	1220	870	1500
30	2500	178	Е	1210	860	1300

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №3

РОЗРАХУНОК ЕЛЕМЕНТІВ НИЗУ ОБСАДНОЇ КОЛОНИ

Мета роботи: освоїти методику визначення кількості центраторів для обсадної колони.

Центратори («ліхтарі») встановлюють на обсадній колоні для підтримки співвісності стовбура свердловини і спущеною обсадної колони, а також створення сприятливих умов для рівномірного розподілу цементного розчину по кільцевому зазору.

Ефект центрування залежить від правильності вибору інтервалу установки центраторів по стовбуру і відстані між центраторами по колоні. Центратори розміщуються на найбільш відповідальних ділянках колони, де надійність ізоляції має дуже велике значення (інтервал продуктивного пласта горизонту і його покрівлі, низ обсадної колони і т.д.)

1. Довжина стисненого ділянки колони

$$Z = \frac{0.785(D_K^2(H_{ц.р.}\rho_{ц.р.} + (H - H_{ц.р.})\rho_{п.ж.}) - d_{вн}^2 H \rho_{пр.ж.})}{q}$$

де D_K - зовнішній діаметр обсадної колони, м;

$H_{ц.р.}$ - висота підйому цементного розчину, м;

$\rho_{ц.р.}$, $\rho_{п.ж.}$, $\rho_{пр.ж.}$ - щільності цементного розчину, промивної і продавочної рідини відповідно, кг/м³;

H - глибина свердловини, м;

q - вага 1м колони, м;

$d_{вн}$ - внутрішній діаметр колони, м.

2. Кількість центраторів визначається за формулою

$$m = \frac{L_1}{l}$$

де L_1 - інтервал цементування в межах стисненого ділянки колони ($L_1 \leq Z$);

l - відстань між центраторами в межах стисненого ділянки колони (табл. 1).

3. Навантаження, що розтягує інтервал колони від останнього центратору до стисненої ділянки

$$Q = q(L_{ц} - Z) \cos \alpha$$

де $L_{ц}$ - інтервал центрування обсадної колони, м;

4. Глибина установки останнього центратору

$$l_0 = \sqrt{A + \sqrt{A^2 + B}}$$

$$\text{где } A = \frac{4 Q f}{q_z}; \quad B = C \frac{1}{q_z}; \quad f = \frac{D_c - D_k}{2} - f_n - f_u$$

f - найбільша величина прогину колони між двома центраторами, м;
 f_n - розрахунковий мінімальний зазор між обсадною колоною і стінками свердловини посередині інтервалу установки центраторів, м (табл. 1);

f_u - прогин планок центратору при дії на нього навантаження від горизонтальної складової ваги труб в зоні центрування, м (табл.1);

q_z - горизонтальна складова ваги 1м труби обсадної колони в промивної рідини (табл.2);

C - коефіцієнт жорсткості труб обсадної колони, кг·м³ (табл. 1).

5. Середня відстань між центраторами

$$l_{cp} = \frac{l_0 + l}{2}$$

6. Кількість центраторів в інтервалі центрування розтягнутого ділянки

$$n = \frac{L_2}{l_{cp}}$$

де L_2 - інтервал центрування в межах розтягнутого ділянки

$$L_2 = L_u - L_1$$

7. Загальна кількість центраторів, необхідне для центрування колони в зоні цементування

$$k = m + n$$

Таблиця 1
Відстань між центраторами

D _к , мм	D _{СКВ} , мм	f _ц , м	f _н , м	C, кг·м ³	l, м										
					α°										
					5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
146	190,5	0,002	0,009	14,3 · 10 ⁴	15,3	12,9	11,7	10,8	10,3	9,8	9,5	9,3	9,1	8,9	
146	215,9	0,004	0,015	23,9 · 10 ⁴	17,3	14,7	13,3	12,3	11,7	11,2	10,8	10,5	10,3	10,1	
168	215,9	0,003	0,01	35,2 · 10 ⁴	17,7	14,9	13,5	12,6	11,9	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	
168	244,5	0,004	0,015	52,8 · 10 ⁴	19,6	16,5	14,9	14,0	13,2	12,6	12,2	11,9	11,6	11,4	
219	269,9	0,004	0,009	72 · 10 ⁴	19,2	16,2	14,7	13,7	13,0	12,4	12,1	11,7	11,4	11,2	
219	295,3	0,006	0,014	112 · 10 ⁴	21,5	18,2	16,4	15,3	14,4	13,9	13,4	13,0	12,7	12,5	

Таблиця 2

D _к , мм	q _г , кг/м									
	α [°]									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
146	2,0	5,0	7,5	10,0	12,0	15,0	17,0	19,0	21,0	23,0
168	3,2	7,0	14,0	14,0	17,0	20,0	23,0	26,0	28,0	31,0
219	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	34,0	38,0	42,0	46,0

Горизонтальна складова ваги 1м труби обсадної колони в промивної рідини ($\rho_{п.ж.} = 1200 - 2200 \text{ кг/м}^3$)

Таблиця 3
Вихідні дані

Показники			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Діаметр ОК	D_K	мм	219	146	146	168	219	168	219	168	219	146	219	168	146	219	168	219	146	219	168	146	146	219	168
Глибина свердловини	H	м	4200	4500	3900	2450	3000	3200	2900	2500	3100	3900	2950	2700	2900	2500	3000	2550	4000	2900	2700	3900	4100	3950	3750
Висота підйому ц.р.	$H_{ц.р.}$	м	1850	1950	1200	2000	2000	2100	2150	1900	2000	1500	1150	1000	1000	1200	1700	1500	2000	1900	1400	2000	2250	2000	1950
Діаметр свердловини	$D_{скв}$	мм	269,9	190,5	215,9	244,5	269,9	244,5	269,9	244,5	269,9	215,9	295,3	244,5	215,9	295,3	215,9	295,3	190,5	269,9	244,5	190,5	244,5	190,5	244,5
Товщина стінки труб	h	мм	10	11	3	10	11	10	11	9	11	9	11	10	9	10	9	10	10	11	9	10	9	10	11
Густина ц.р.	$\rho_{ц.р.}$	кг/м ³	1750	1800	1850	1900	1850	1900	1800	1850	1900	1950	1800	1850	1850	1900	1850	1900	1850	1900	1850	1800	1850	1950	1900
Густина ПР	$\rho_{п.ж}$	кг/м ³	1200	1250	1300	1350	1400	1350	1300	1350	1350	1350	1400	1300	1400	1300	1400	1220	1250	1350	1400	1270	1350	1350	1400
Густина пр.р.	$\rho_{пр.ж}$	кг/м ³	1250	1200	1250	1200	1250	1200	1200	1200	1250	1200	1200	1250	1250	1200	1200	1250	1200	1250	1250	1200	1200	1250	1200
Інтервал цементування	$L_{ц}$	м	1900	2100	1700	1600	1950	1850	1150	950	1800	2000	1600	1550	1100	1150	1250	1100	2100	1000	1100	2000	1910	1500	1500
Кут нахилу стовбура свердловини	α	град	35	40	30	45	40	35	30	25	30	20	25	35	30	30	30	25	30	30	25	35	40	30	45

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №4

РОЗРАХУНОК ГІДРАВЛІЧНОГО РОЗРИВУ ПЛАСТА

Мета роботи: освоїти методику розрахунку основних параметрів процесу гідророзриву пласта.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) - це метод створення нових тріщин або розширення існуючих в пласті, внаслідок нагнітання в свердловину рідини піни з високим тиском. Для того, щоб забезпечити високу проникність, тріщини заповнюють закріплює агентом, полімер кварцовим піском. Під дією гірського тиску закріплені тріщини змикаються повністю, в результаті чого збільшується фільтраційна поверхня свердловини.

Розрахунок основних параметрів ГРП

1. Середня глибина інтервалу перфорації

$$H_{\Pi} = \frac{H_{В.П.} + H_{Н.П.}}{2},$$

де $H_{В.П.}$, $H_{Н.П.}$ - верхня і нижня відмітка інтервалу перфорації відповідно, м;

2. Тиск на вибої, під час випробування свердловини на прийомистість з тиском на гирлі P_{0y}

$$P_0 = P_{0y} + 10^{-5} H_{\Pi} \rho_{ЖР} - 0,01 \cdot H_T \cdot \Delta P_{ТР}$$

$\rho_{ж.р.}$ - щільність рідини розриву, кг/м^3 ;

H_T - глибина спуску насосно-компресорних труб, м;

$\Delta P_{ТР}$ - гідравлічні втрати напорів в НКТ, МПа/100м, залежить від приємності агрегату q_0

Таблиця 1

Гідравлічні втрати напорів в НКТ діаметром 60, 73, 89 мм

Приємність агрегату q_0 , $\text{м}^3/\text{сут}$	При діаметрі ОК 146 мм			При діаметрі ОК 168 мм		
	60	73	89	60	73	89
250	0,03	0,025	0,020	0,020	0,018	0,015
300	0,13	0,115	0,100	0,120	0,100	0,080
350	0,31	0,270	0,23	0,270	0,230	0,190
400	0,52	0,440	0,370	0,420	0,360	0,310

3. Початковий коефіцієнт приємності свердловини

$$K_0 = \frac{q_0}{P_0 - P_{пл}}$$

q_0 - приємність агрегату, м³/сут;

$P_{пл}$ - пластовий тиск, МПа

4. Очікуваний тиск на забої під час проведення ГРП при чотириразовому зростанні приємності

$$P_{P_4} = P_0 + \frac{4 K_0}{tg \beta}$$

$tg \beta$ - тангенс кута нахилу кривих зміни коефіцієнта приємності.

$$tg \beta = 13650 (10 P_0)^{-1,235}$$

5. Очікуваний максимальний тиск під час ГРП

$$P_{P_{max}} = 1,06 P_{P_4}$$

6. Очікувані максимальні втрати рідини для ГРП

$$q_{max} = A_q K_0 (1,06 P_{P_4} - P_{пл})$$

A_q - коефіцієнт втрат рідини, $A_q = 4 \dots 8$, максимальне значення A_q застосовується для рідини з в'язкістю близькою до в'язкості пластової рідини, а мінімальне для рідин зі значно більшою в'язкістю.

7. Тиск на гирлі свердловини під час нагнітання в пласт рідини розриву

$$P_{P_y} = P_{P_{max}} - P_{г.ст.} + P_H$$

$P_{г.ст.}$ - гідростатичний тиск стовпа рідини в свердловині, МПа;

P_H - гідравлічні втрати нагнітання рідини розриву, МПа;

$$P_H = P_{H_{нкт}} + P_{H_{ок}}$$

$P_{H_{нкт}}$, $P_{H_{ок}}$ - гідравлічні втрати нагнітання рідини розриву в насосно-компресорних трубах і обсадної колоні відповідно, МПа.

$$P_{H_{нкт}} = \frac{0,01 H_T (6,02 \cdot 10^5 \rho_{жр}^{0,75} (\frac{q_{max}}{1440})^{1,75} \mu_{жр}^{0,25}}{(d_T - 2h_T)^{4,75}}$$

q_{max} - максимальна висота підйому рідини в обсадних трубах, м;

$\mu_{ЖР}$ - в'язкість рідини розриву, мПа·с;

d_T - зовнішній діаметр труб НКТ, мм;

h_T - товщина стінки труб НКТ, мм;

$$P_{H_{OK}} = \frac{0,01(H_{II} - H_T)(6,02 \cdot 10^5 \rho_{ЖР}^{0,75} (\frac{q_{max}}{1440})^{1,75} \mu_{ЖР}^{0,25}}{(D_{OK} - 2h_{OK})^{4,75}}$$

D_{OK} - зовнішній діаметр труб обсадної колони, мм;

h_{OK} - товщина стінки труб обсадної колони, мм.

8. Тиск на гирлі свердловини під час нагнітання в пласт буферної рідини

$$P_{бу} = P_{P_{max}} - P_{г.ст} + P'_H$$

P'_H - гідравлічні втрати нагнітання буферної рідини, МПа;

$$P'_H = P'_{H_{НКТ}} + P'_{H_{OK}}$$

$P'_{H_{НКТ}}$, $P'_{H_{OK}}$ - гідравлічні втрати нагнітання буферної рідини в насосно-компресорних трубах і обсадної колони відповідно, МПа;

9. Тиск на агрегатах під час закріплення тріщин піском

$$P_A = P_{P_{max}} - P_{г.ст.} + P''_H$$

P''_H - гідравлічні втрати нагнітання рідини пісконосіїв в насосно-компресорних трубах і обсадній колоні, МПа.

$$P''_H = P''_{H_{НКТ}} + P''_{H_{OK}}$$

$P''_{H_{НКТ}}$, $P''_{H_{OK}}$ - гідравлічні втрати нагнітання рідини пісконосія в насосно-компресорних трубах і обсадній колоні відповідно, МПа;

Розрахунок ведемо за методикою, викладеною в пункті 7, з урахуванням щільності та в'язкості рідини пісконосія.

Густина рідини пісконосія

$$\rho_{П.Н.} = \frac{C_{II}}{C_{II} + \rho_{II}} (\rho_{II} - \rho_{б.ж.}) + \rho_{б.ж.}$$

C_{Π} - концентрація піску в рідині пісконосія, $C_{\Pi} = 90 \text{ кг/м}^3$;

ρ_{Π} - щільність кварцового піску, $\rho_{\Pi} = 2550 \text{ кг/м}^3$;

$\rho_{б.ж.}$ - щільність буферної рідини, кг/м^3 .

В'язкість рідини пісконосія

$$\mu_{\Pi.H.} = \mu_{б.ж.} \cdot \exp\left(3.18 \frac{C_{\Pi}}{C_{\Pi} + \rho_{\Pi}}\right)$$

Множник збільшення гідравлічних втрат

$$(\mu_{\Pi.H.})^{0.25}$$

10. Необхідна напівдовжина тріщини для забезпечення оптимального приросту дебіту

$$L = 143 k^{-0.27}$$

k - середня проникність породи-колектора, мкм^2 .

11. Поверхня фільтрації двох напівдовжин тріщин

$$S = 2 Lh$$

h - товщина шару колектора підлягає ГРП, м.

12. Необхідне питоме розширення закріплювача в тріщині

$$m_{з.т.} = 4 + 40 (m - 0.09)$$

m - пористість породи-колектора, кг/м^3 .

13. Маса піску необхідного для закріплення тріщин

$$M = S \frac{m_{з.т.}}{1000}$$

Примітки:

1. Густина рідини розриву $\rho_{ж.р.} = 1000 \text{ кг/м}^3$, в'язкість $\mu_{ж.р.} = 1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
2. Густина буферної рідини $\rho_{б.ж.} = 1000 \text{ кг/м}^3$, в'язкість $\mu_{б.ж.} = 40 \text{ мПа}\cdot\text{с}$
3. Пористість породи-колектора $m = 0,13$
4. Середня проникність породи-колектора $k = 0,01$

Таблиця 2
Вихідні дані для розрахунку

Показник	Позначення	Одиниці виміру	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Діаметр обсадної колони	$D_{ок}$	ММ	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146	168	146
Товщина стінки обсадної колони	$h_{ок}$	ММ	11	12	10	11	11	10	10	12	11	11	10	10	11	12	10	11	9	10	10	12	10	12	11
Верхня відмітка інтервалу перфорації	$H_{в.п.}$	М	3010	3500	2900	2800	3700	3600	2900	2110	2450	2770	2990	3540	3125	4110	4000	3110	2500	2400	2305	2700	2200	3115	3170
Нижня відмітка інтервалу перфорації	$H_{н.п.}$	М	3120	3600	3020	2910	3795	3720	2605	2220	2560	2885	3110	3620	3235	4185	4135	3250	2615	2505	2425	2815	2350	3300	3350
Глибина спуска НКТ	H_T	М	2700	3200	2600	2700	3500	3450	2350	2010	2400	2600	2800	3400	3010	4010	3850	3000	2400	2300	2200	2500	2020	3015	3000
Потужність пласта який підлягає ГРП	h	М	13	20	22	12	15	17	16	14	20	15	17	11	14	17	19	14	15	17	12	12	20	19	18
Пластовий тиск	$P_{пл}$	МПа	22	27	25	26	22	27	25	26	24	27	25	26	24	22	27	26	25	26	27	22	24	27	26
Гідростатичний тиск стовпа рідини в свердловині	$P_{з.ст}$	МПа	24	29	27	28	24	29	27	28	26	29	27	28	26	24	29	28	27	28	29	24	27	28	29
Приємність агрегату	q_0	м ³ /сут	250	300	350	400	250	300	350	400	250	300	350	400	250	300	350	400	250	300	350	400	300	350	400
Тиск на гирлі	P_{0y}	МПа	16	21	19	20	16	21	19	20	18	21	19	20	18	16	21	20	19	20	21	16	18	16	21
Діаметр НКТ	d_T	ММ	60	73	84	60	73	84	60	73	84	60	73	84	60	73	84	60	73	84	60	73	73	84	73
Товщина стінки НКТ	h_T	ММ	6	6	7	6	6	7	6	6	7	6	6	7	6	6	7	6	6	7	6	6	6	7	6

ПРАКТИЧНЕ ЗАНЯТТЯ №5
РОЗРАХУНОК НАТЯГНЕННЯ ОБСАДНИХ КОЛОН

Мета роботи: освоїти методику розрахунок натягу обсадної колони.

Після затвердіння цементного розчину в кільцевому просторі експлуатаційної колони її за допомогою спеціальної колонної головки з'єднують з попередньою колоною. Розтягуючу напругу в обсадних трубах при цьому можна значно зменшити, якщо обсадні колони частково розвантажити на цементний камінь. Однак це призводить до зміни напруженого стану різьбових з'єднань, і напруга в нарізній частині муфти може перевищити допустимі значення крім цього, фактичні значення напруги, що розтягують можуть виявитися значно більшими через згинальний момент, який виникає внаслідок поздовжнього вигину в стислій частині.

Тому раціональним способом обладнати гирло свердловини є його обв'язка без завантаження обсадної колони, тобто в розтягнутому стані.

Зміна температури і тиску в процесі освоєння і експлуатації свердловини призводять до осьовим переміщення не зацементованої частини колони, появи додаткових осьових навантажень та згинальних моментів. Одним із шляхів попередження негативного впливу зміни температури і тиску на роботу обсадної колони є її натяг при обв'язці гирла свердловини.

Величину натягу не зацементованої частини обсадної колони визначають з урахуванням очікуваних змін температури і тиску, які діють на колону, з метою попередження появи стискаючих навантажень та поздовжнього вигину колони.

1. Висота підйому цементного розчину за обсадною колоною за умови попередження поздовжнього вигину, від дій температури і тиску

$$H_{\text{ц.р.ф.}} = \frac{172\Delta t_{\text{cp}} + (mH(\rho_{\text{п.ж.}} - \rho_{\text{н}}) + kH\rho_{\text{н}})10^{-6}}{0,052 + (m(\rho_{\text{п.ж.}} - \rho_{\text{н}}))10^{-3}},$$

де Δt_{cp} – наближене значення середньої температури нагрівання колони, $^{\circ}\text{C}$

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{(t_6 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2},$$

де t_1 і t_2 – перша і друга температури з теоретичного градієнту відповідно, $^{\circ}\text{C}$

t_6 – температура рідини на виході, $^{\circ}\text{C}$

t_4 – температура рідини що рухається по колоні, $^{\circ}\text{C}$

Друга температура по геометричному градієнту

$$t_2 = t_1 + (t_{\text{заб}} - t_1) \frac{l_{\text{св}}}{H},$$

де $t_{\text{заб}}$ – температура на забої свердловини, $^{\circ}\text{C}$;

$l_{\text{св}}$ - довжина вільної (незацементованої) частини колони, м

H – глибина свердловини, м

Температура рідини, що рухається по колоні

$$t_4 = t_в + (t_{заб} - t_в) \frac{l_{св}}{H}$$

m – коефіцієнт, величина якого являє собою відношення зовнішнього діаметра обсадної колони до суми середньої товщини стінок труб

$$m = \frac{D_H}{2\delta_{ср}}$$

де D_H – зовнішній діаметр обсадної колони, м

$\delta_{ср}$ – середня товщина стінок труб, м

H – глибина спуску колони обсадних труб, м

$\rho_{н.ж.}, \rho_H$ – щільність продавочної рідини і нафти відповідно, кг/м³

k – коефіцієнт рівня рідини в колоні.

2. Величина гирлового натягу обсадної колони

$$Q_{нат} = Q_{св} + \left\{ \alpha E \Delta t_{ср} + \mu \frac{m}{2} [(\rho_{н.ж.} - \rho_H) + k H \rho_H] \right\} 10^{-4} \left(1 - \frac{H_{ц.р.ф.}}{H_{ц.р.}} \right) F 10^4$$

де $Q_{св}$ – вага вільної (незацементованої) частини обсадної колони в рідині, кг

$$Q_{св} = q(H - H_{ц.р.ф.}) \left(1 - \frac{\rho_{н.ж.}}{\rho_m} \right),$$

де $H_{ц.р.ф.}$ – фактична висота підйому цементного розчину за колоною, м;

ρ_m – щільність матеріалу обсадних труб, кг/м³

q – вага 1м обсадних труб, кг

α – коефіцієнт лінійного розширення металу при нагріванні на 1⁰С, приймається рівним $12 \cdot 10^{-5}$.

E – модуль пружності, приймається рівним 0,21МПа;

μ – коефіцієнт Пуассона, приймається рівним 0,3;

F – площа поперечного перерізу обсадної колони на усті, м²

$$F = \frac{\pi}{4} (D_H^2 - d_{вн}^2),$$

де $d_{вн}$ – внутрішній діаметр обсадної колони на усті, м

Таблиця 1
Вихідні дані

Показники			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Зовнішній діаметр обсадної колони	D_H	мм	219	146	146	168	219	168	219	168	219	146	219	168	146	219	168	219	146	219	168	146	219	146	168
Глибина спуску обсадної колони	H	м	4200	4500	3900	2450	3000	3200	2900	2500	3100	3900	2950	2700	2900	2500	3000	2550	4000	2900	2700	3900	3300	3750	4100
Висота підйому ц.р. за колоною	$H_{ц.р.ф}$	м	1850	1950	1200	2000	2000	2100	2150	1900	2000	1500	1150	1000	1000	1200	1700	1500	2000	1900	1400	2000	1750	1950	2100
Товщина стінки труб на гирлі свердловини	h	мм	10	11	10	10	11	10	11	9	11	9	11	10	9	10	9	10	10	11	9	10	9	9	9
Перша температура по геометричному градієнту	t_I	$^{\circ}C$	10	12	14	10	11	16	12	17	15	14	12	10	15	14	15	14	11	12	13	10	15	16	11
Температура рідини на викиді	t_e	$^{\circ}C$	55	60	65	55	75	45	60	70	65	70	60	50	55	65	55	70	75	75	65	65	70	75	60
Температура рідини на вибої	$t_{заб}$	$^{\circ}C$	95	100	110	120	110	120	105	100	95	100	125	130	125	140	145	110	95	120	130	110	120	135	120
Густина матеріалу труб	ρ_M	кг/м ³	7850																						
Рівень заповнення рідиною колони	k		2/3							3/4							1/2								

Упорядник:
Хоменко Володимир Львович

Редакційно-видавничий комплекс

Підписано до друку 03.10.19. Формат 30x42/4.
Папір Captain. Ризографія. Умовн. друк. арк. 1.1.
Обліково-видавн. арк. 1.1. Тираж 100 прим.
Зам. №

НТУ «ДП»
49005, м. Дніпро, просп. Д.Яворницького, 19.