

### Література

1. Новый ультратвердый поликристаллический композиционный материал / А. А. Шульженко, Е. Е. Ашкинази, А.Н. Соколов и др. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2009. – Вып. 12. – С. 143–153.
2. Исследования работоспособности нового гибридного алмазного композиционного поликристаллического материала при разрушении крепких горных пород. / А. А. Шульженко, Е. Е. Ашкинази, Р. К. Богданов и др. // Наук. пр. Донецьк нац. техн. ун. Сер. «Гірничо-геологічна» Вип. 13(178). – Донецьк: ДонНТУ, 2011. С. 117–121
3. Оценка эффективности разрушения твердых горных пород буровыми коронками, оснащёнными синтетическими алмазами и вставками гибридайт / М. В. Супрун, А. П. Загора, Р. К. Богданов, и др. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. К.: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАН Украины. 2013. – Вып. 16. – С. 39–43
4. Оценка характера разрушения горных пород различными породоразрушающими элементами. / М. В. Супрун, А.П. Загора, Р.К. Богданов, и др. // Наук. пр. Донецьк нац. техн. ун. Сер. «Гірничо-геологічна» Вип. 2(19).– Донецьк: ДонНТУ, 2013, с. 253–256.
5. Спивак А. И. Разрушение горных пород при бурении скважин /А.И. Спивак, А.Н. Попов. – М.: Недра, 1994.

Надійшла 7.07.15

УДК 622.245.4

**Я. С. Коцкулич**, д-р техн. наук, **В. І. Колісник**, **В. І. Гриманюк**,  
кандидати технічних наук

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна*

### **ОЦІНЮВАННЯ ДЕФОРМАЦІЇ ТАМПОНАЖНОГО КІЛЬЦЯ ПРИ ОПРЕСУВАННІ ОБСАДНОЇ КОЛОНИ (НА ПРИКЛАДІ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН ДАТ «ЧОРНОМОРНАФТОГАЗ»)**

*У результаті аналізу стану кріплення свердловин, споруджених ДАТ «Чорноморнафтогаз», встановлено, що однією з причин виникнення міжколонних тисків є негерметичність контактної поверхні «обсадна колона – цементний камінь». Наведено результати лабораторних досліджень деформаційних характеристик тампонажного каменю з використанням методики триточкового згину цементного зразка. Проаналізовано результати теоретичного розрахунку величини переміщення контактної поверхні з використанням армованого синтетичним фіброволокном та неармованого тампонажного каменю. Встановлено, що додавання до цементу синтетичної фібри сприяє підвищенню деформаційних характеристик тампонажного каменю, що дозволяє забезпечити герметичність за колонного простору свердловини.*

**Ключові слова:** *свердловина, міжколонний тиск, тампонажний камінь, обсадна колона, контактна поверхня, синтетичне фіброволокно.*

Як засвідчили результати аналізу якості кріплення свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря, у 30% з них зафіксовані міжколонні тиски. Порушення герметичності цементного кільця спричинені утворенням тріщин в цементному камені та низькою адгезією його контактних поверхонь з обсадною колоною та стінкою свердловини внаслідок надмірних внутрішніх навантажень на обсадну колону під час буріння, опресування і перфорації, зміни температурного режиму у свердловині та інших чинників. Досліджено, що міцність цементного каменю на розтяг стандартних цементів майже в 10 разів менша, ніж на стискання, деформаційні характеристики цементного каменю істотно відрізняються від характеристик матеріалу обсадних труб, що призводить до утворення зазору між цементним каменем та обсадною колоною після зняття внутрішнього навантаження на кріплення свердловини [1; 2].

Незважаючи на значну кількість досліджень проблеми збереження цілісності тампонажного каменю за надмірних навантажень, зміни температурного режиму, роботи в агресивному середовищі, залишаються актуальними.

З метою розв'язання проблеми попередження виникнення міжколонних тисків потребується розроблення тампонажних матеріалів, що утворюють тампонажний камінь з поліпшеними деформаційними характеристиками за статичних та динамічних навантажень.

У результаті досліджень встановлено, що опресовування після очікування затвердіння цементу (ОЦЗ) негативно впливає на герметичність контакту «тампонажний камінь – обсадна колона». Особливо це характерно для інтервалів залягання пластів з високою проникністю і наявністю каверн, в яких після зняття тиску з'являються тріщини між обсадними трубами та цементним кільцем. За створення внутрішнього тиску в обсадній колоні в тампонажному камені виникають тангенціальні напруження, що значно перевищують радіальні [2]. З цього можна зробити висновок, що для досягнення якісного кріплення свердловин необхідно використовувати тампонажні матеріали, здатні протистояти значним тангенціальним розтягуючим навантаженням.

Слід зазначити, що у вітчизняній практиці обсадні колони опресовують за вищого тиску (15–60 МПа), ніж в зарубіжній (до 14 МПа) [3]. Навантаження при опресовуванні колони діють протягом 0,5–2 год і спричиняють розтягуючі напруження в обсадній колоні та утворення зазору між тампонажним каменем та зовнішньою поверхнею обсадної колони.

Результатами аналізу статистичних даних про виконання робіт на Астраханському газоконденсатному родовищі [4] засвідчили, що після опресування колони за тиску 45–50 МПа, якість кріплення свердловин знизилась. На п'яти свердловинах коефіцієнт якості до опресовування за даними акустичної цементометрії (АКЦ) дорівнював 0,31–0,98, після, знизився до 0,12–0,34.

До початку затвердіння тампонажного розчину його контактні поверхні (зони контакту з обсадною колоною та гірськими породами) вільні від напруження. Тільки за подальшої зміни внутрішнього тиску або виникнення зовнішнього тиску з боку гірських порід напружено-деформаційний стан тампонажного кільця змінюється.

Для того щоб оцінити вплив внутрішнього надлишкового тиску на деформацію контактної поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона», визначимо тиск на межі контакту  $P_k$  використовуючи рівність переміщення точок на контактній поверхні колони та тампонажного каменю. Безпосередній вплив тиску гірських порід на тампонажний камінь не враховуватимемо, вважаючи, що тампонажний камінь контактує з гірською породою через фільтраційну кірку бурового розчину.

Внутрішній тиск на обсадну колону при опресовування в будь-якій розрахунковій точці визначають за формулою

$$p_e = p_{on} + \rho \cdot g \cdot z, \quad (1)$$

де  $p_{on}$  – тиск опресовування на усті свердловини (для умов випробування обсадних колон у ДАТ «Чорноморнафтогаз»  $p_{on} = 15 \text{ МПа}$ );  $\rho$  – густина рідини опресування;  $z$  – глибина розрахункового перерізу.

Деформацію тампонажного каменю, що контактує з обсадною колоною ( $U_{o.k}$ ) у кільцевому просторі за внутрішнього тиску в колоні розраховують за формулою [7]

$$U_{o.k} = \frac{1 + \mu_{cm}}{E_{cm}} \frac{r_{т.к}}{r_{m.k}^2 - r_{o.k}^2} \left( 2P_B r_{o.k}^2 (1 - \mu_{cm}) - P_k \left[ (1 - 2\mu_{cm}) r_{т.к}^2 + r_{o.k}^2 \right] \right). \quad (2)$$

де  $\mu_{cm}$  – коефіцієнт Пуассона сталі;  $E_{cm}$  – модуль Юнга сталі;

$r_{m.k}, r_{o.k}$  – внутрішній радіус відповідно тампонажного кільця та труби;  $P_k$  – контактний тиск на поверхні «обсадна колона – тампонажний камінь».

Деформацію внутрішньої поверхні тампонажного кільця визначають за формулою:

$$U_{m.k} = \frac{1 + \mu_{m.k}}{E_{m.k}} \frac{r_{m.k}}{(R_{m.k})^2 - (r_{m.k})^2} P_{m.k} (r_{m.k})^2 (1 - 2\mu_{m.k}), \quad (3)$$

де  $R_{m.k}$  – зовнішній радіус тампонажного кільця;  $E_{m.k}$  – модуль Юнга тампонажного кільця.

Після відповідних перетворень вираз для оцінки значення  $P_k$  матиме вигляд:

$$P_k = \frac{2BP_o.r_{o.k}^2(1 - \mu_{cm})}{A(1 - 2\mu_{m.k})(r_{m.k})^2 + B[(1 - 2\mu_{cm})(r_{cm})^2 + (r_{o.k})^2]}; \quad (4)$$

$$A = \frac{1 + \mu_{m.k}}{E_{m.k}} \frac{r_{m.k}}{(R_{m.k})^2 - (r_{m.k})^2}; \quad B = \frac{1 + \mu_{cm}}{E_{cm}} \frac{r_{m.k}}{(r_{m.k})^2 - (r_{o.k})^2}. \quad (5)$$

Деформаційні характеристики тампонажного каменю визначали за допомогою спеціальної установки, згідно з якою реалізовували схему триточкового згину зразка тампонажного каменю за

допомогою п'ятитонного гідравлічного пресу. Подібну методику дослідження використовували в [5, 6]. Характеристики тампонажного каменю визначали під час механічних випробувань із записом діаграми «навантаження – прогин» [7]. Схему установки зображено на рис. 1.

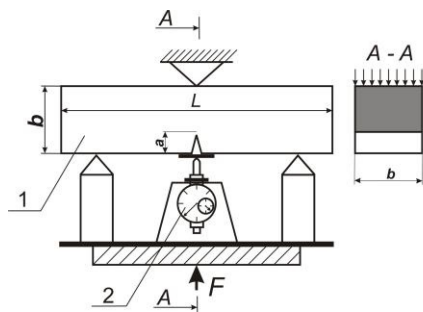


Рис. 1. Схема випробувань зразка-призми на згинання із штучно - сформованою тріщиною:  $a$  – глибина початкового надрізу;  $b, L$  – розміри зразка;  $F$  – навантаження на зразок

Механічні випробування на стадії локальної деформації зразка характеризуються відповідним забезпеченням зміни прикладених до зразка зовнішніх сил внутрішнім зв'язкам у матеріалі з подальшим статичним розвитком у ньому магістральної тріщини. Навантаження розподіляється між пружно-деформованим сталевим кутником і цементним зразком пропорційно їх жорсткості.

За кожного одиничного дискретного поширення тріщини у зразку зменшується жорсткість у перерізі з перерозподілом навантаження. Згідно з рівноважними випробуваннями зразків із штучною тріщиною, навантаження можна зупинити на будь-якій

стадії поширення макротріщини, а також отримати стабільний характер розвитку та поширення магістральної тріщини до повного руйнування зразка.

Для випробувань використовували зразки розміром  $0,10 \times 0,10 \times 0,40$  м із початковим надрізом глибиною  $0,04$  м і шириною  $0,002$  м (рис. 1). Початкові надрізи створювали за допомогою спеціального різального інструменту. У кожній серії досліджували чотири зразки.

Руйнівне навантаження на зразок визначали за показами манометра гідравлічного пресу в перерахунку на площу поршня. Прес обладнаний «вільною» стрілкою для автоматичної фіксації максимального показу. Прогин зразка  $1$  в зоні штучно – сформованої тріщини визначали за індикатором годинникового типу  $2$ . Тиск масла в маслозбірнику створювали за допомогою маслonaсосу з електроприводом, який вмикається натисканням пускової кнопки.

З метою поліпшення оцінювання міцнісних та деформаційних характеристик тампонажного каменю з цементу марки ПЦТ-I-50 ( $B/C = 0,5$ ) проводили випробування армований тампонажний камінь (АТК), затворений з цього самого цементу з додаванням синтетичної армуючої домішки – поліпропіленової фібри (ППФ). Результати досліджень наведено в табл. 1.

Таблиця 1. Деформаційна характеристика тампонажного каменю

Трималість тверднення, діб	Модуль Юнга, $\times 10^9$ Па		Граничне навантаження зразка в області пружних деформацій, МПа	
	ПЦТ-I-50	АТК	ПЦТ-I-50	АТК
2	2,4–2,5	1,3–1,4	0,4	1,6
28	3,6–3,8	2,1–2,2	1,6	3,9

За формулам (2) – (4) визначили контактний тиску  $P_k$  на поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона», її переміщення фактичні  $U_{m.k}$  та максимальні  $[U_{m.k}]$  (табл. 2).

За розрахунку допустимих переміщень контактної поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона» ( $[U_{m.k}]$ ) прийняли умову, що максимально-допустимий контактний тиск  $[P_k]$ , з перевищенням якого в тампонажному кільці за колонного простору з'являються залишкові деформації, рівний граничному значенню міцності зразка тампонажного каменю при випробуванні на згин в області пружних деформацій (див. табл. 1). За такої умови в тампонажному камені відбудуться незворотні деформації, що є спричиняють утворення зазору між тампонажним кільцем та обсадною колоною після зняття навантаження на кріплення свердловини.

Результати аналізу розрахунків (див. табл. 2) засвідчили низьку деформаційну здатність тампонажного каменю ПЦТ-I-50. Фактичне переміщення контактної поверхні перевищує допустимі значення в  $1,2$ – $11$  раз для колони діаметром  $114$  мм; в  $1,2$ – $5,8$  раза – діаметром  $127$  мм;  $2,2$ – $13$  разів – діаметром  $146$  мм,  $1,5$ – $9$  разів – діаметром  $168$  мм;  $1,1$ – $6,5$  раза – діаметром  $245$  мм.

Таблиця 2. Результати розрахунку переміщень кільця тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 при опресовуванні обсадних колон

Густина рідини опресовування, кг/м <sup>3</sup>	Діаметр свердловини, м					
	0,1397	0,151		0,2159		0,2953
	Діаметр обсадної колони/товщина стінки, м/мм					
	0,114/7,4	0,114/7,4	0,127/7,5	0,146/10,7	0,168/10,6	0,245/11,1
Глибина свердловини – 2000 м						1000 м
$P_k / U_{m.k.} / [U_{m.k.}]$ , МПа/мм/мм						
1130	<u>1,71</u> <u>0,056</u> 0,0085	<u>2,51</u> <u>0,054</u> 0,0057	<u>1,59</u> <u>0,070</u> 0,012	<u>3,15</u> <u>0,057</u> 0,0046	<u>2,2</u> <u>0,084</u> 0,0096	—
1150	<u>1,73</u> <u>0,056</u> 0,0085	<u>2,54</u> <u>0,055</u> 0,0057	<u>1,61</u> <u>0,071</u> 0,012	<u>3,19</u> <u>0,057</u> 0,0046	<u>2,3</u> <u>0,085</u> 0,0096	<u>1,65</u> <u>0,128</u> 0,020
1170	<u>1,75</u> <u>0,057</u> 0,0085	<u>2,56</u> <u>0,056</u> 0,0057	<u>1,62</u> <u>0,072</u> 0,012	<u>3,22</u> <u>0,059</u> 0,0046	<u>2,3</u> <u>0,086</u> 0,0096	<u>1,66</u> <u>0,129</u> 0,020
1200	<u>1,77</u> <u>0,058</u> 0,0085	<u>2,60</u> <u>0,057</u> 0,0057	<u>1,65</u> <u>0,073</u> 0,012	<u>3,27</u> <u>0,060</u> 0,0046	<u>2,3</u> <u>0,087</u> 0,0096	<u>1,68</u> <u>0,130</u> 0,020

Таблиця 3. Результати розрахунку переміщень кільця АТК при опресовуванні обсадних колон

Густина рідини опресовування, кг/м <sup>3</sup>	Діаметр свердловини, м					
	0,1397	0,151		0,2159		0,2953
	Діаметр обсадної колони/товщина стінки, м/мм					
	0,114/7,4	0,114/7,4	0,127/7,5	0,146/10,7	0,168/10,6	0,245/11,1
Глибина свердловини – 2000 м						1000 м
$P_k / U_{m.k.} / [U_{m.k.}]$ , МПа/мм/мм						
1130	<u>1,15</u> <u>0,057</u> 0,078	<u>1,36</u> <u>0,056</u> 0,072	<u>1,07</u> <u>0,071</u> 0,100	<u>1,29</u> <u>0,060</u> 0,070	<u>1,11</u> <u>0,093</u> 0,116	—
1150	<u>1,16</u> <u>0,058</u> 0,078	<u>1,37</u> <u>0,057</u> 0,072	<u>1,08</u> <u>0,072</u> 0,100	<u>1,20</u> <u>0,061</u> 0,070	<u>1,13</u> <u>0,095</u> 0,116	<u>1,11</u> <u>0,130</u> 0,177
1170	<u>1,17</u> <u>0,058</u> 0,078	<u>1,38</u> <u>0,058</u> 0,072	<u>1,09</u> <u>0,073</u> 0,100	<u>1,23</u> <u>0,062</u> 0,070	<u>1,14</u> <u>0,096</u> 0,116	<u>1,11</u> <u>0,131</u> 0,177
1200	<u>1,19</u> <u>0,059</u> 0,078	<u>1,39</u> <u>0,059</u> 0,072	<u>1,10</u> <u>0,074</u> 0,100	<u>1,27</u> <u>0,063</u> 0,070	<u>1,16</u> <u>0,097</u> 0,116	<u>1,12</u> <u>0,132</u> 0,177

Порівняльні результати досліджень переміщення контакту «обсадна колона – тампонажний камінь» для неармованого та армованого тампонажного каменю зображено на рис. 2 і 3.

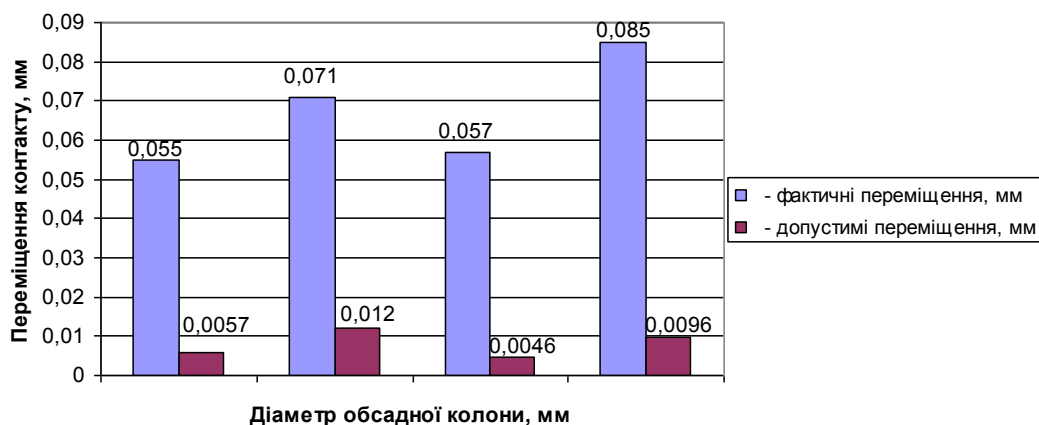


Рис. 2. Порівняльна оцінка переміщення контакту «обсадна колона – тампонажний камінь»

Примітка: марка цементу – ПЦТ-I-50; В/Ц = 0,5; глибина свердловини – 2000 м; густина бурового розчину – 1150 кг/м<sup>3</sup>.

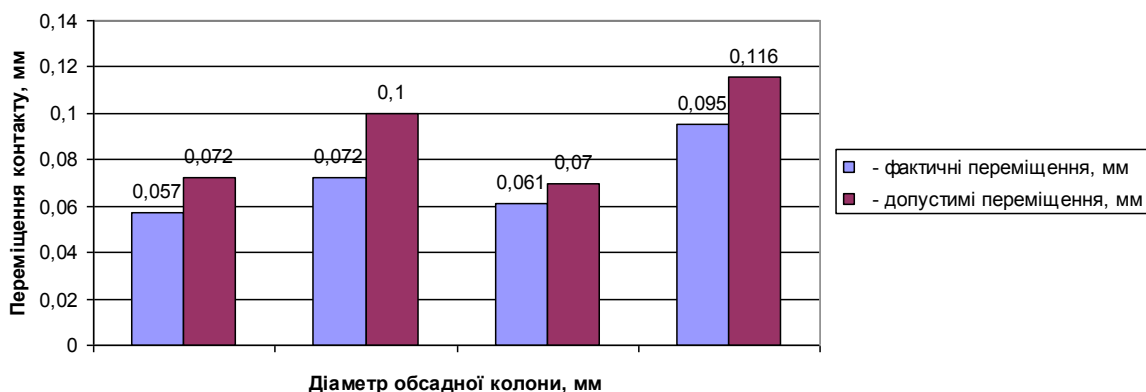


Рис. 3. Порівняльне оцінювання переміщення контакту «обсадна колона – армований тампонажний камінь»

Примітка: марка цементу – ПЦТ-I-50; тип армуючої домішки – ППФ; В/Ц = 0,5; глибина свердловини – 2000 м; густина бурового розчину – 1150 кг/м<sup>3</sup>.

При порівнянні отриманих результатів для тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 встановлено, що переміщення оболонки системи «тампонажний камінь – обсадна колона» для АТК збільшилися з 7 до 40% за одночасного зниження контактного тиску в 1,5–2 рази. Результати аналізу розрахунків (табл. 3) засвідчили, що фактичне переміщення контактної поверхні менше допустимого в 1,3–1,4 рази для колони діаметром 114 мм; в 1,1–1,3 рази – діаметром 127 мм, 146 мм та 168 мм; в 1,3–1,5 раз – діаметром 245 мм.

#### Висновки

На основі експериментальних та теоретичних досліджень встановлено, що за використання армуючих домішок, зокрема ППФ, деформаційна здатність тампонажного каменю збільшується, зазор на контактній поверхні «обсадна колона – цементний камінь» при опресовуванні обсадних колон на свердловинах, споруджених підприємством ДАТ «Чорноморнафтогаз», не утворюється.

*В результате анализа состояния крепления скважин, которые сооруженных предприятием ГАО «Черноморнефтегаз», установлено, что одной из причин возникновения межколонных давлений является негерметичность контактной поверхности «обсадная колонна – цементный камень». Приведены результаты лабораторных исследований деформационных характеристик тампонажного камня с использованием методики трехточечного изгиба цементного образца. Проанализированы результаты теоретического расчета величины перемещения контактной поверхности с использованием обычного и армированного синтетическим волокном тампонажного камня. Установлено, что добавление к цементу синтетической фибры способствует повышению деформационных характеристик тампонажного камня при обеспечении герметичности заколонного пространства скважины.*

**Ключевые слова:** скважина, межколонное давление, тампонажный камень, обсадная колонна, контактная поверхность, синтетическое фиброволокно.

*According to result of well casing conditions which were drilled by SJSC “Chornomornaftogas” it was specified that one of the most common reason of intercasing pressure is leakage of contact surface “casing pipe – cement stone”. It has shown the results of laboratory research of deformation characteristic of cement stone using three-point method of material bending. In the article it is shown the analyze of theoretical calculation results of contact surface displacement value using reinforced cement by synthetic fiber and using not reinforced cement. It has been defined that adding synthetic fiber to cement slurry can increase deformation characteristic of cement stone. This provides hermetic of well annular space.*

**Key words:** well, pressure between casing pipes, cement stone, casing pipe, contact surface, synthetic fiber.

#### Література

1. Руцкий А. М., Ашрафян М. О. Нарушение цементного кольца при опрессовке обсадных колонн // Нефтяное хоз-во. – 1979. – № 11. – С. 17–20.
2. Рябоконт С. А., Новохатский Д. Ф. Влияние опрессовки обсадных труб на качество крепления скважин // Нефтяное хоз-во. – 2003. – № 9. – С. 41–43.

3. Видовский А. Л., Булатов А. И. Напряжения в цементном кольце глубоких скважин. – Ухта: УГТУ, 2005. – 136 с.
4. Семеняк М. В., Тихонов В. Г. Ряд аварийных ситуаций после цементирования скважин Астраханского ГКМ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 1999. – № 3. – С. 70–72.
5. Беляев К. В., Орешкин Д. В., Близнюков В. Ю. Методы повышения трещиностойкости облегченных тампонажных материалов // Нефтяное хоз-во. – 2003. – № 6. – С. 42–45.
6. Солодкий С. Й. Тріщиностійкість бетонів на модифікованих цементах. – Л. : Львів. політех., 2008. – 144 с.
7. Гриманюк В. І. Дослідження тріщиностійкості армованого тампонажного каменю для кріплення нафтових і газових свердловин // Наук. вісн. НГУ. – 2014. – № 1(139) . – С. 5–10.

Надійшла 28.05.15

УДК 622.248.6:621.318.2

Л. І. Романишин, канд. техн. наук; Т. Л. Романишин, канд. техн. наук

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

### ВИЗНАЧЕННЯ РАЦІОНАЛЬНИХ РОЗМІРІВ ЕЛЕМЕНТІВ КІЛЬЦЕВОЇ МАГНІТНОЇ СИСТЕМИ ФРЕЗЕРА-УЛОВЛЮВАЧА

*Описано конструкцію пристрою з рухомою магнітною системою. Встановлено механізм взаємодії ексцентрично розміщеної кільцевої магнітної системи з корпусом. Визначено раціональні геометричні розміри кільцевих елементів систем, за яких досягається необхідне зусилля зсуву.*

**Ключові слова:** вибій свердловини, фрезер-уловлювач, магнітна система, постійний магніт, зусилля зсуву.

Одним із ефективних способів очищення вибоїв свердловин від стороннього металу є застосування магнітних пристроїв, що уловлюють феромагнітні предмети без їх попереднього руйнування. Під час підймання пристроїв на денну поверхню існує небезпека відриву уловлених металевих предметів від магнітної системи, особливо у похило-скерованих свердловинах. Це спричиняє повторні аварії та подовжує час ловильних робіт. Для вилучення видовжених металевих уламків у відомих пристроях магнітомеханічної та гідромагнітної дії передбачено осьове переміщення магнітної системи у корпусі до безпосереднього контакту з предметами [1].

Проведений аналітичний огляд ловильних пристроїв з рухомою магнітною системою [2] дав можливість виявити недоліки кожного із них, а саме: невисока вантажопідймальна сила, складність конструкції для забезпечення зворотнього промивання, низька надійність роботи пружних елементів (пелюстки, пружини) та обмежена здатність утримування видовжених металевих предметів під час піднімання уловлювача на поверхню. Тому, відомі пристрої не дозволяють якісно очищувати вибій свердловин під час ліквідації аварій в процесі буріння та аварійно-відновлювальних робіт.

Для підвищення надійності вилучення видовжених феромагнітних предметів із вибоїв глибоких нафтогазових свердловин в ІФНТУНГ розроблено фрезери-уловлювачі з рухомою магнітною системою (ФУМ) зовнішніми діаметрами 112 мм і 136 мм [2; 3]. Суттєвою відмінністю пристроїв від аналогічних є магнітний спосіб фіксації основної системи у робочому положенні.

Фрезера-уловлювач магнітний (рис. 1) містить корпус 3, армований тврдосплавними ріжучими вставками для фрезерування металевих предметів на вибої свердловини, який перехідником 2 приєднується до колони бурильних труб. Перехідник має центральний і периферійні промивальні канали, розміщені під кутом відносно осі уловлювача. Таке розміщення каналів забезпечує можливість після фрезерування та припинення промивання свердловини опускати у внутрішню порожнину труб кульку 1, яка потрапивши у сідло перехідника перекидає центральний промивальний канал і під час піднімання фрезера-уловлювача направляє промивальну рідину через периферійні канали у затрубний простір для запобігання переміщення утримувальної магнітної системи в нижнє положення та відриву від основної системи уловлених феромагнітних предметів. Таким чином забезпечується надійність утримання уловлених предметів під час піднімання.