

разработанных программных комплексов для расчёта фазового равновесия и трёхмерной трёхфазной многокомпонентной фильтрации пластовых флюидов.

**Ключевые слова:** математическое моделирование, гидродинамический симулятор, фазовая проницаемость, фазовое равновесие, фильтрация.

*In the article examined the features creation of simulator for modeling the development of oil and gas-condensate fields. Examples of the use of elaboration of the author of software packages for calculating the phase equilibrium and three-phase three-dimensional multicomponent reservoir fluid filtration are considered.*

**Key words:** mathematical modeling, hydrodynamic simulations, phase permeability, phase equilibrium, filtration.

### Література

1. Композиционный симулятор «МКТ». Модификация аквифера картера-трейси для моделирования ПХГ / А. Х. Пергамент, А. В. Горчаков, Б. В. Критский, С. Б. Попов // Вестник ЦКР РОСНЕДРА. – 2010. – С. 2–7.
2. Durlofsky J., Khalid A. Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells / Department of Petroleum Engineering School of Earth Sciences Stanford University Stanford, CA 94305-2220. – 2004. – 213 с.
3. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
4. Намиот А. Ю. Различие свойств нефти в пределах нефтеносной залежи // Исследования в области физики пласта: Тр. ВНИИ.– 1954. – Вып. 3. С. 41–60.
5. Азиз Х., Сеттари С. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

Надійшла 07.06.12

УДК 622.24.053

**А. А. Кожевников**, д-р техн. наук; **Ю. Л. Кузин**, канд. техн. наук; **А. А. Лексиков**

*Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет»,  
м. Дніпропетровськ, Україна*

### **ВИЗНАЧЕННЯ ЗАПАСУ МІЦНОСТІ ЗА НОРМАЛЬНИМИ НАВАНТАЖЕННЯМИ У НИЖНЬОМУ ПЕРЕРІЗІ КОМБІНОВАНОЇ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ**

*При використанні бурильних колон, які складаються з різних за товщиною бурильних труб, виникають проблеми щодо визначення можливості використання таких колон з використанням відповідних параметрів режиму буріння. Запропоновано методіку визначення запасу міцності в нижньому, найнапруженішому перерізі бурильної колони.*

**Ключові слова:** бурильні труби, товщина стінки, потужність, міцність.

У стиснутій частині колони виникають нормальні (від стискання і вигинання) і дотичні (від крутіння) напруження. Стиснуту частину розраховують на витривалість, тому що напруження вигинання змінюються. За малих вигинів може виявитися, що напруження вигинання незначні й не здатні впливати на міцність стиснутої частини бурильної колони.

Відомі дослідження напружень, які виникають в бурильній колоні, що складається з однакових бурильних труб, тобто з однаковими зовнішнім та внутрішнім діаметрами [1–3].

Дещо іншою є методика визначення нормальних та дотичних напружень, які виникають у матеріалі колони, що складається з обважених та звичайних бурильних труб [4].

На даний момент не розроблено методики визначення напружень у бурильній колоні, яка складається з бурильних труб з однаковим зовнішнім діаметром, але з різними внутрішніми діаметрами.

Мета цієї роботи – визначити запас міцності за нормальними навантаженнями для бурильної колони, яка складається з бурильних труб з різною товщиною стінок.

Напруження стискання в нижньому перерізі бурильної колони обчислюють за формулою

$$\sigma_{ст} = \frac{L_C g q_2}{S_C 10^6}, \quad (1)$$

де  $L_C$  – довжина стиснутої частини бурильної колони;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $q_2$  – вага 1 м бурильної труби у стиснутій частині бурильної колони;  $S_C$  – площа поперечного перерізу стиснутої частини бурильної труби;  $g = 9,81$  м/с<sup>2</sup>.

Довжину стиснутої частини бурильної колони залежно від товщини стінки бурильної труби обчислюють за формулою [1]

$$L_C = \frac{P}{\alpha \pi (d_{зн} - \delta_2) (\gamma_m - \gamma_p)}, \quad (2)$$

$$S_C = \pi \delta_2 (d_{зн} - \delta_2), \quad (3)$$

де  $P$  – осьове навантаження на породоруйнівний інструмент;  $\alpha$  – коефіцієнт, що враховує збільшення маси одного метру бурильної колони за рахунок маси з'єднувальних елементів та висаджування кінців бурильних труб [1];  $d_{зн}$  – зовнішній діаметр стиснутої частини бурильної труби, м;  $\delta_2$  – товщина стінки стиснутої частини бурильної труби;  $\gamma_m$  – щільність матеріалу бурильної труби;  $\gamma_m = 7850$  кг/м<sup>3</sup>;  $\gamma_p$  – густина промивної рідини;  $\gamma_p = 1000$  кг/м<sup>3</sup>.

Коефіцієнти  $\alpha$  для бурильної свічки, зібраної з чотирьох бурильних труб за допомогою муфтово-замкових з'єднань для різних типорозмірів бурильних труб наведено в таблиці.

#### Значення коефіцієнта $\alpha$ за типорозмірами бурильної труби

Типорозмір бурильної труби	50×5,5	50×7,5	50×9,5	50×11,5	50×13,5	50×15,5	50×17,5	50×19,5
Коефіцієнт $\alpha$	1,0909	1,048	1,0236	1,0472	1,0388	1,0329	1,0288	1,0259

Розрахунок довжини стиснутої частини бурильної колони наведен у [1].

Підставляючи вирази (2) та (3) у вираз (1) отримуємо формулу напружень стискання у залежності від товщини стінки бурильної труби

$$\sigma_C = \frac{P g q_2}{\alpha \cdot \pi \cdot \delta_2 (d_{зн} - \delta_2) (\gamma_m - \gamma_p)} = \frac{P \cdot g \cdot q_2}{\alpha \pi^2 \delta_2^2 (d_{зн} - \delta_2)^2 (\gamma_m - \gamma_p) \cdot 10^6},$$

$$\frac{\pi \cdot \delta_2 (d_{зн} - \delta_2) \cdot 10^6}{\pi \cdot \delta_2 (d_{зн} - \delta_2) \cdot 10^6}$$

Напруження згинання в нижній частині бурильної колони можна визначити за формулою [2]

$$\sigma_{зг} = \frac{\pi^2 E I f}{l_{II}^2 W},$$

де  $E$  – модуль поздовжньої пружності матеріалу сталевих бурильних труб; для сталевих бурильних труб  $E = 2,1 \cdot 10^{11}$  Па;  $I$  – осьовий (екваторіальний) момент інерції поперечного перерізу стиснутої частини бурильної труби.

Осьовий (екваторіальний) момент інерції поперечного перерізу стиснутої частини бурильної труби обчислюється за формулою

$$I = \frac{\pi d_{\text{зн}}^4}{64} \left[ 1 - \left( 1 - \frac{2\delta_2}{d_{\text{зн}}} \right)^4 \right],$$

$d_{\text{зн}}$  – зовнішній діаметр бурильної труби;  $\delta_2$  – товщина стінки бурильної труби;  $f$  – стрілка прогину бурильної колони

$$f = \frac{D - d_{\text{зн}}}{2},$$

$D$  – діаметр свердловини;  $d_{\text{зн}}$  – зовнішній діаметр бурильної труби.

Довжина півхвилі згинання стиснутої частини бурильної колони визначають

$$l_{\text{п}} = \frac{3,65}{\omega_e} \sqrt{-0,5gz + \sqrt{0,25(gz)^2 + 2,68 \frac{Elg}{q_2} \omega_e^2}},$$

де  $\omega_e$  – кутова швидкість обертання колони навколо осі свердловини.

$$\omega_e = \omega \cdot \left( \frac{k - \beta}{1 - \beta} \right),$$

де  $\omega$  – частота обертання бурильної колони навколо осі свердловини;  $\beta$  – коефіцієнт, що відображає відношення зовнішнього діаметра бурильної труби до діаметра свердловини

$$\beta = \frac{d}{D}.$$

Осьовий момент опору згинанню бурильної труби залежно від товщини стінки бурильної труби обчислюють за формулою

$$W = \frac{\pi(d_{\text{зн}}^4 - d_{\text{вн}}^4)}{32d_{\text{зн}}} = \frac{\pi d_{\text{зн}}^3}{32} \left[ 1 - \left( 1 - \frac{2\delta_2}{d_{\text{зн}}} \right)^4 \right],$$

де  $d_{\text{зн}}$ ,  $d_{\text{вн}}$  – діаметр бурильної труби відповідно зовнішній та внутрішній;  $\delta_2$  – товщина стінки стиснутої частини бурильної труби.

У стиснутій частині поблизу забою діють нормальні (від стискання та згинання) напруження.

Для визначення коефіцієнта запасу міцності за нормальним напруженням використовується вираз:

$$m_{\sigma} = \frac{\sigma_T \sigma_{-1}}{\sigma_T \sigma_{\text{зг}} + \sigma_{-1} \sigma_C}$$

де  $\sigma_T$  – границя текучості при стисканні (розтягуванні) та згинанні; для матеріалу бурильної труби сталі 36Г2С  $\sigma_T = 490$  МПа;  $\tau_T$  – границя текучості при крученні;  $\tau_T = 244$  МПа для матеріалу бурильної труби сталі 36Г2С;  $\sigma_{-1}$  – границя текучості при симетричному циклі навантаження; для матеріалу бурильної труби сталі 36Г2С  $\sigma_{-1} = 80$  МПа;  $\sigma_{\text{зг}}$ ,  $\sigma_C$  – напруження відповідно згинання та стискання.

Розглянемо можливості запропонованої методики для проектування параметрів бурильної колони із зовнішнім діаметром 50 мм у свердловинах різного діаметра за довжини колони 1000 м при різних можливих параметрах режиму буріння:

$$P = 800, 1000, 1200, 1400, 1600 \text{ даН};$$

$$n = 150, 300, 600 \text{ хв}^{-1};$$

$$D = 0,08; 0,1; 0,12 \text{ м}$$

Проведені розрахунки показують, що за низької частоти обертання коефіцієнт запасу міцності внаслідок підвищення осьового навантаження з 800 до 1600 даН зменшується на 20 %. При підвищенні частоти обертання та осьового навантаження коефіцієнт запасу

міцності зменшується в кілька раз навіть при збільшенні товщини стінки бурильної колони (рис. 1–3)

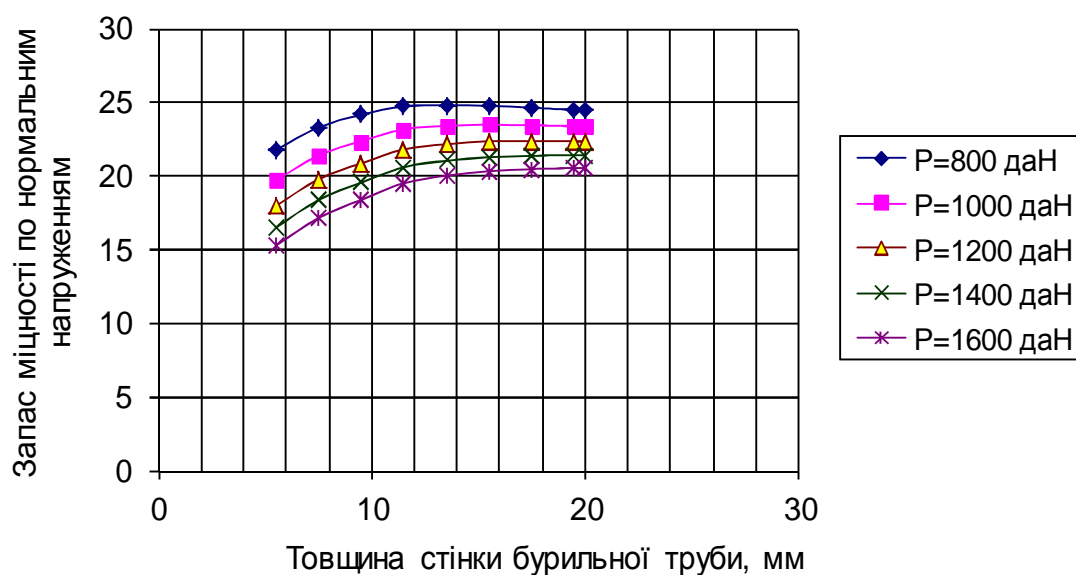


Рис.1. Залежності запасу міцності по нормальним напруженням у стиснутій частині бурильної колони поблизу забою при частоті обертання бурильної колони  $n = 150 \text{ хв}^{-1}$ , при діаметрі свердловини  $D = 0,08 \text{ м}$

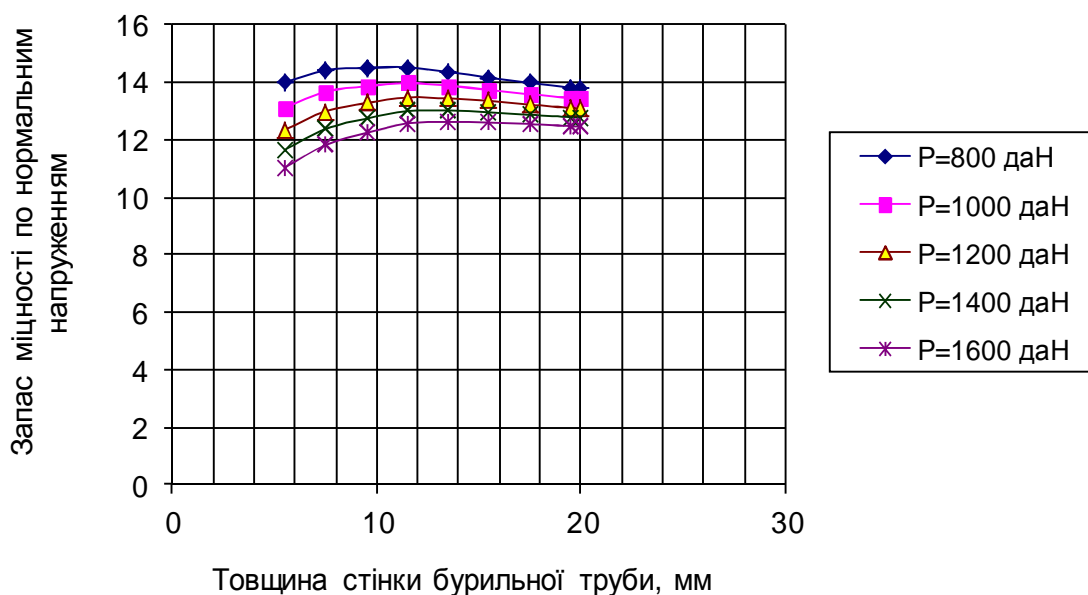


Рис. 2. Залежності запасу міцності по нормальним напруженням у стиснутій частині бурильної колони поблизу забою при частоті обертання бурильної колони  $n = 300 \text{ хв}^{-1}$ , при діаметрі свердловини  $D = 0,08 \text{ м}$

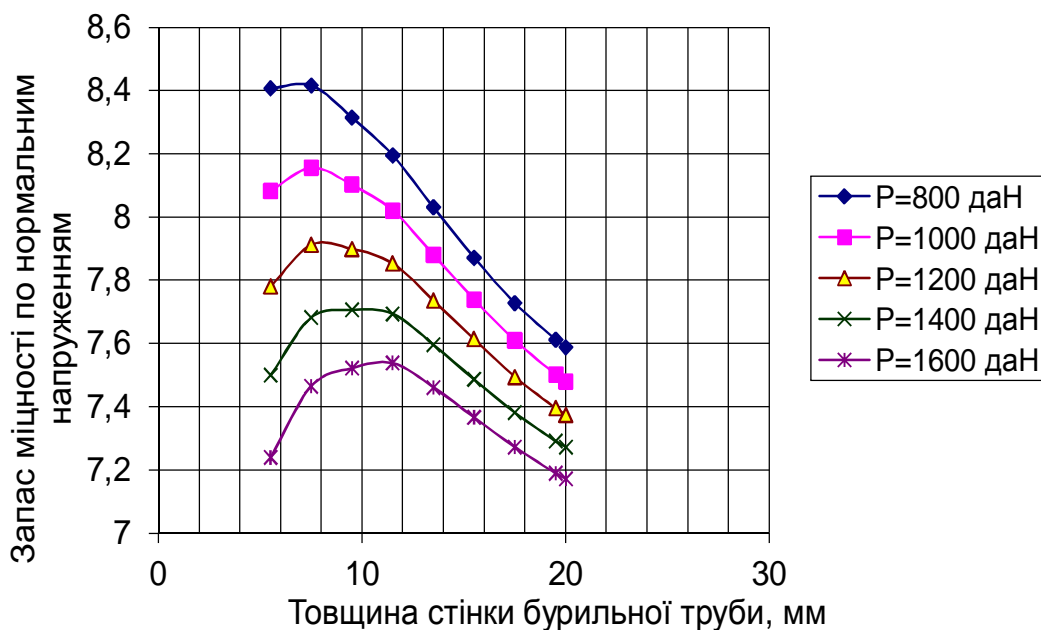


Рис. 3. Залежності запасу міцності по нормальним напруженням у стиснутій частині бурильної колони поблизу забою при частоті обертання бурильної колони  $n = 600 \text{ хв}^{-1}$ , при діаметрі свердловини  $D = 0,08 \text{ м}$

#### Висновок

Таким чином, одержані результати дозволяють зробити висновок про можливість використання наведеної методики роботи висновки відносно визначення запропонованих параметрів режиму буріння для комбінованих бурильних колон, складених з бурильних труб різної товщини.

*При использовании бурильных колонн, состоящих из различных по толщине бурильных труб, возникают проблемы определения возможности использования таких колонн с использованием соответствующих параметров режима бурения. Предложена методика определения запаса прочности в нижнем, наиболее напряженном сечении бурильной колонны.*

**Ключевые слова:** бурильные трубы, толщина стенки, мощность, прочность.

*At the use of boring columns that consist of different after a thickness boring pipes, there are problems in relation to determination of possibilities of the use of such columns with the use of corresponding parameters of the mode of the boring drilling. It is offered authors methodologies of determination of margin of safety in lower, most tense cut of boring column.*

**Key words:** boring pipes, thickness walls, power, durability.

#### Література

1. Расчет бурильных труб в геологоразведочном бурении / Е. Ф. Эпштейн, В. И. Мацейчик, И. Н. Ивахнин, А. Ш. Асатурян. – М.: Недра, 1979. – 162 с.
2. Визначення коефіцієнта, який враховує збільшення ваги бурильної колони / Ю. М. Вахалін, С. В. Гошовський, А. О. Кожевников та ін. // Наук. вісн. НГУ. – Дніпропетровськ, 2004. – № 5. – С. 85–89.
3. Ганджумян Р. А. Практические расчеты в разведочном бурении. – М.: Недра, 1986. – 252 с.
4. Саркисов Г. М. Расчёты бурильных и обсадных колонн. – М.: Недра, 1971. – 200 с.

Надійшла 20.06.12