

STUDY OF FORMATION PROCESS OF SIDEWALL STICKING

A. Baraev¹, M. Zh. Zhumabaev¹, I. I. Dzhanzakov², A. S. Tulip³, M. Bariev⁴

¹ South-Kazakh State Pedagogical Institute, Shymkent, Kazakhstan;

² Atyrau Institute of Oil and Gas, Atyrau, Kazakhstan;

³ International Kazakh-Turkish University named after A. Yasavi, Turkestan, Kazakhstan;

⁴ Tashkent State Technical University named after A. Beruni, Uzbekistan

Keywords: grab, boring column, numeral results.

Abstract. Numerical results of analytical solutions for the grab are investigated and obtained. The analysis of the results and conclusions on which recommendations are made to determine the area of stuck are done.

УДК 622.248

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

А. Бараев¹, М. Ж. Жумабаев¹, И. И. Джанзаков², А. С. Тулип³, М. Бариев⁴

¹ Южно-Казахстанский государственный педагогический институт, Шымкент, Казахстан;

² Атырауский институт нефти и газа, Атырау, Казахстан;

³ Международный Казахско-Турецкий университет им. А. Ясави, Туркестан, Казахстан;

⁴ Ташкентский государственный технический университет им. А. Беруни, Узбекистан

Ключевые слова: прихват, бурильная колонна, численные результаты.

Аннотация. Исследованы и получены численные результаты аналитического решения задачи о прихвате. Сделан анализ полученных результатов и выводы, на основе которых сделаны рекомендации для определения зоны прихвата.

В основном прихваты возникают в результате прилипания бурильной колонны к стенке скважины или сужением части ствола, в зонах желобных выработок, а также при заклинивании посторонними предметами и шламом.

На основе проведенного небольшого анализа можно сделать вывод о том, что к основным причинам возникновения прихватов можно отнести изменение свойства промывочной жидкости, связанного с повышением ее вязкостных параметров, а также изменением радиуса ствола скважины, приводящим к заклиниванию бурильных колонн. [1-7]

Исследуем процессы изменения контактной силы на поверхности колонны, которой является показателем причины возникновения прихвата.

Пусть колонна совершает движение сверху вниз с положительной убывающей скоростью. Уравнение движение колонны в этом случае записывается в виде [1-7]:

$$m_1 \ddot{u} = -P_{mp} + m_1 g, \quad (1)$$

где $u(t)$ – перемещение центра тяжести бурильной колонны; m_1 – масса бурильной колонны с учетом уменьшения массы труб в жидкости, вычисляемая по формуле:

$$m_1 = m \left(1 - \frac{\rho_{жс}}{\rho} \right),$$

здесь m – масса трубы; $\rho_{ж}$ и ρ – соответственно плотности промывочной жидкости и материала трубы; P_{mp} – сила трения, обусловленная действием гидротормоза буровой лебедки и сопротивлением среды [1], вычисляемая по формуле

$$P_{mp} = c\eta L\dot{u} + \mathcal{G}\dot{u}^2 + dD_{nk}L\tau_0, \quad (2)$$

где

$$c = \frac{2\pi[2\alpha(1-\alpha^2)+1]}{\ln(1/\alpha)}, \quad d = \frac{2\pi b(1-\alpha^2)}{3\alpha \ln(1/\alpha)},$$

$$\alpha = \frac{\omega^2}{(1-\alpha^2)(1+\alpha^2-2\omega^2)+\alpha_0^4}; \quad b := \frac{1+\alpha^3-2\omega^3+\alpha_0^3}{(1-\alpha^2)(1+\alpha^2-2\omega^2)+\alpha_0^4}, \quad \omega^2 = \frac{1-\alpha^2}{2\ln(1/\alpha)},$$

здесь η – коэффициент динамической вязкости жидкости; τ_0 – предельное напряжения сдвига;

L – длина буровой колонны; $\alpha = \frac{D_{nk}}{D_T}$, $\alpha_0 = \alpha \frac{D_{bk}}{D_{nk}}$ и D_T – диаметр скважины; D_{nk} и D_{bk}

наружный и внутренний диаметры буровых труб, $\mathcal{G} = 8\lambda_m\rho_{ж}(D^5 - d_o^5)/D_{nk}^3$ – параметр гидротормоза (λ_m – коэффициент гидравлического момента, $\rho_{ж}$ – плотность рабочей жидкости, D и d_o соответственно наружный и внутренний диаметры образующегося при вращении ротора кольца жидкости,

Уравнение (1) с учетом (2) записываем в виде:

$$m_1\dot{v} = -d\tau_0D_{nk}L - c\eta vL - \mathcal{G}v^2 + m_1g, \quad (\dot{v} = \frac{dv}{dt}) \quad (3)$$

Здесь величины d и c зависят только от параметров α и α_0 , т.е. $d = d(\alpha, \alpha_0)$, $c = c(\alpha, \alpha_0)$.

Полагаем $v = 0$ при $t = 0$ и для реализации первого этапа движения колонны необходимо чтобы $m_1g > d\tau_0D_{nk}L$. Тогда решение уравнения (3) имеет вид

$$v = \frac{(s^2 - n^2)}{s - n + (s + n)e^{\mu t}}(e^{\mu t} - 1) \quad (4)$$

где $s = \sqrt{q^2 + n^2}$, $q^2 = (m_1g - d\tau_0D_{nk}L)/\mathcal{G}$, $n = \eta cL/2\mathcal{G}$, $\mu = 2s\mathcal{G}/m_1$.

Из формулы (4) видно, что колонна совершает движение с убывающей положительной скоростью, причем $v = s - n$, $\dot{v} = 0$ при $t \rightarrow \infty$.

Пусть в момент времени $t = t_1$ появляется зона прихвата длиной l , где постоянные α , τ_0 , η изменяются соответственно на величины, α_1 , τ_1 , η_1 так что выполняется условие

$$m_1g < D_{nk}[d\tau_0(L-l) + d_1\tau_1l],$$

где $d_1 = d(\alpha_1, \alpha_{01})$, $c_1 = c(\alpha_1, \alpha_{01})$, $\alpha_1 = D_{nk}/D_{1T}$, $\alpha_{01} = \alpha_1 D_{bk}/D_{nk}$, D_{1T} – диаметр скважины в зоне прихвата, обусловленный ее сужением.

Уравнение (3) при $t \geq t_1$ перепишем в виде

$$m_1\dot{v} = -D_{nk}[d\tau_0(L-l) + d_1\tau_1l] - [c\eta(L-l) + c_1\eta_1l]v - \mathcal{G}v^2 + m_1g. \quad (5)$$

Решение уравнения (5) с начальным условием $v = v_1 = \frac{(s^2 - n^2)}{s - n + (s + n)e^{\mu t_1}}(e^{\mu t_1} - 1)$ при $t = t_1$

имеет вид:

$$v = \frac{l_2(l_1 + v_1)e^{-\mu t} - l_1(l_2 + v_1)}{v_1(1 - e^{-\mu t}) + l_2 - l_1e^{-\mu t}} \quad \text{при } q_1 < n_1, \quad (6)$$

$$v = \frac{m_1(v_1 + n_1)}{(v_1 + n_1)\mathcal{G} + m_1} - n_1 \text{ при } q_1 = n_1,$$

$$v = s_0 \operatorname{tg}(\varphi_0 - s_0 \mathcal{G} t / m_1) - n_1 \text{ при } q_1 > n_1,$$

где $l_1 = n_1 - s_1, l_2 = s_1 + n_1, s_1 = \sqrt{n_1^2 - q_1^2}, s_0 = \sqrt{q_1^2 - n_1^2}, \varphi_0 = \operatorname{arctg}[(v_1 + n_1) / s_0],$

$$n_1 = [c\eta(L-l) + c_1\eta_1 l] / 2\mathcal{G}, \mu_1 = 2s_1\mathcal{G} / m_1, \bar{t} = t - t_1, q_1^2 = \{D_{nk}[\tau_0(L-l)d + \tau_1 l d_1] - m_1 g\} / \mathcal{G}.$$

Из формулы (6) видно, что скорость колонны обращается в момент времени

$$t = t_1 + t_2, t_2 = \frac{1}{\mu_1} \ln\left[1 + \frac{2v_1 s_1}{l_1(l_2 + v_1)}\right] \text{ при } q_1 < n_1,$$

$$t_2 = \frac{m_1 v_1}{n_1(v_1 + n_1)\mathcal{G}} \text{ при } q_1 = n_1,$$

$$t_2 = \frac{m_1}{s_0 \mathcal{G}} [\varphi_0 - \operatorname{arctg}(n_1 / s_0)] \text{ при } q_1 > n_1.$$

Рассмотрим два возможных случая возникновения зоны прихвата.

1. Прихват колонны возникает в результате ухудшения свойства бурового раствора. В этом случае диаметр ствола скважины остается без изменения, т.е. следует полагать $\alpha = \alpha_1$, тогда имеем $c_1 = c, d_1 = d, q_1^2 = \{D_{nk}d[\tau_0(L-l) + \tau_1 l] - m_1 g\} / \mathcal{G}, n_1 = c[\eta(L-l) + \eta_1 l] / 2\mathcal{G}.$

На рисунках 1 и 2 представлены графики зависимости минимального значения τ_1 (Па), при котором происходит прихват колонны, от длины зоны прихвата l (м) для четырех типов колонны. Расчеты произведены для безглинистого раствора с конденсированной твердой фазой ($\tau_0 = 5 \text{ Па}, \eta = 0.0093 \text{ Па}\cdot\text{с}$) (рисунок 1) и раствора из альметьевского глинопорошка ($\tau_0 = 8 \text{ Па}, \eta = 0.014 \text{ Па}\cdot\text{с}$) (рисунок 2), В расчетах принято $L = 1000 \text{ м}, D_T = 0.16 \text{ м}.$

Из графиков видно, для прекращения движения колонны в скважине необходимо увеличивать значение напряжения сдвига, в зависимости от длины зоны прихвата, многократно. При этом с ростом диаметра колонны значение предельного напряжения сдвига, которое приводит к состоянию неподвижности колонны, существенно уменьшается.

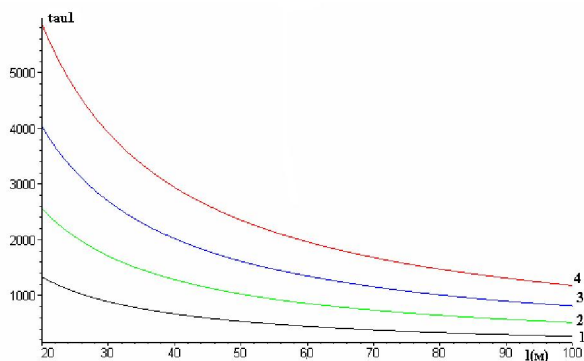


Рисунок 1 – Графики зависимости предельного напряжения $\tau_1 = tau_1$ от длины зоны прихвата для безглинистого раствора с конденсированной твердой фазой ($\tau_0 = 5 \text{ Па}, \eta = 0.0093 \text{ Па}\cdot\text{с}$) и различных типов буровых колонн:

$$1 - D_{nk} = 139.7 \text{ мм}, D_{bk} = 121.7 \text{ мм}, m = 29 \text{ кг/м};$$

$$2 - D_{nk} = 127 \text{ мм}, D_{bk} = 109 \text{ мм}, m = 26.2 \text{ кг/м};$$

$$3 - D_{nk} = 114.3 \text{ мм}, D_{bk} = 96.3 \text{ мм}, m = 23.3 \text{ кг/м};$$

$$4 - D_{nk} = 101.6 \text{ мм}, D_{bk} = 83.6 \text{ мм}, m = 20.4 \text{ кг/м};$$

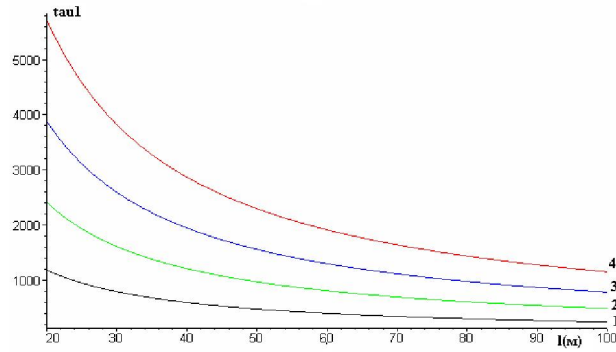


Рисунок 2 – Графики зависимости предельного напряжения $\tau_1 = \tau_{1l}$ от длины зоны прихвата для раствора из альметьевского глинопорошка ($\tau_0 = 8 \text{ Па}$, $\eta = 0,014 \text{ Па} \cdot \text{с}$) и различных типов буровых колонн:

- 1 – $D_{nk} = 139.7 \text{ мм}$, $D_{bk} = 121.7 \text{ мм}$, $m = 29 \text{ кг/м}$;
- 2 – $D_{nk} = 127 \text{ мм}$, $D_{bk} = 109 \text{ мм}$, $m = 26.2 \text{ кг/м}$;
- 3 – $D_{nk} = 114.3 \text{ мм}$, $D_{bk} = 96.3 \text{ мм}$, $m = 23.3 \text{ кг/м}$;
- 4 – $D_{nk} = 101.6 \text{ мм}$, $D_{bk} = 83.6 \text{ мм}$, $m = 20.4 \text{ кг/м}$;

2. Прихват колонны возникает в результате сужения ствола скважины, т.е. следует полагать $\tau_1 = \tau_0$ и $\eta_1 = \eta$. Тогда имеем

$$q_1^2 = \{D_{nk} \tau_0 [d(L-l) + d_1 l] - m_1 g\} / \vartheta, \quad n_1 = \eta [c(L-l) + c_1 l] / 2\vartheta.$$

Результаты расчетов для колонны с размерами $D_{nk} = 139.7 \text{ мм}$, $D_{bk} = 121.7 \text{ мм}$, представлены в таблице 1, где приведены минимальные размеры сужения диаметра скважины в зависимости длины прихвата. Длина колонны и начальный диаметр скважины соответственно равны $L = 1000 \text{ м}$, $D_T = 0.16 \text{ м}$. Расчеты произведены для двух видов раствора с параметрами $\tau_0 = 8 \text{ Па}$, $\eta = 0.014 \text{ Па} \cdot \text{с}$ и $\tau_0 = 5 \text{ Па}$, $\eta = 0.0093 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Из анализа табличных данных следует, что для выбранного типа колонны и вида раствора прихват колонны может быть осуществлен при очень больших значениях сужения диаметра скважины, что практически означает заклинивание колонны на больших участках длины скважины. При этом на процесс прихвата колонны в значительной степени влияет использованный вид раствора. Для растворов с высоким значением напряжения сдвига прихват может происходить даже при малых значениях сужения размеров скважины.

Таблица 1 – Минимальные размеры сужения диаметра скважины в зависимости от длины прихвата

Тип раствора	Длина зоны прихвата колонны (м)							
	20	40	60	80	100	120	140	160
Безглинистый с конденсированной твердой фазой $\tau_0 = 5 \text{ Па}$, $\eta = 0,0093 \text{ Па} \cdot \text{с}$	139.73	139.78	139.84	139.92	140.0	140.08	140.16	140.23
Из альметьевского глинопорошка $\tau_0 = 8 \text{ Па}$, $\eta = 0,014 \text{ Па} \cdot \text{с}$	139.84	140.12	140.32	140.55	140.72	140.93	141.11	141.31

В таблице 2 представлены значения предельного напряжения сдвига $\tau_1 (\text{Па})$ для скважины, где прихват может происходить в результате уменьшении ее диаметра со значением $D_T = 160 \text{ мм}$ до $D_T = 145 \text{ мм}$, Расчеты произведены для колонны с данными $D_{nk} = 139.7 \text{ мм}$, $D_{bk} = 121.7 \text{ мм}$, $m = 29 \text{ кг/м}$ и 5 видов раствора.

Таблица 2 – Значения предельного напряжения сдвига τ_1 (Па) для скважины, где прихват может происходить в результате уменьшении ее диаметра

Тип раствора	Длина зоны прихвата колонны (м)							
	20	30	40	50	60	80	100	120
Безглинистый с конденсированной твердой фазой КМЦ ($\tau_0 = 6 \text{ Па}$, $\eta = 0,0052 \text{ Па} \cdot \text{с}$)	416	280	210	169	142	96	87	73
КМЦ ($\tau_0 = 9.16 \text{ Па}$, $\eta = 0.0078 \text{ Па} \cdot \text{с}$)	217	147	113	92	79	61	51	44
(барит) $\tau_0 = 5 \text{ Па}$, $\eta = 0,0093 \text{ Па} \cdot \text{с}$	488	327	247	198	166	113	97	86
Из альметьевского глинопорошка $\tau_0 = 8 \text{ Па}$, $\eta = 0.014 \text{ Па} \cdot \text{с}$	252	172	132	107	91	71	59	51
$\tau_0 = 12 \text{ Па}$, $\eta = 0.006 \text{ Па} \cdot \text{с}$	194	133	103	85	73	58	48	42

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М.: Недра, 1989. – 270 с.
 [2] Айталиев Ш.М., Мардонов Б.М., Джанзаков И.И. Об одном представлении прихвата бурильных колонн // Изв. Министерства науки – Академии наук РК. Сер. физ.-мат. наук. – 1998. – № 5. – С. 81-86.
 [3] Джанзаков И.И., Умедов Ш.И. Моделирование процесса прихвата бурильных труб под воздействием перепада давления // Нефть и газ. – Ташкент, 1998. – № 4.
 [4] Сахаров З.А. Ликвидация прихватов при бурении скважин. – М.: Недра, 1976.
 [5] Сеид-Рза М.К., Шерстнев Н.Б., Бабаев А.О. и др. Причины прихватов бурильных инструментов, способы их устранения и ликвидации. – Баку; Азгосизд-во, 1975.
 [6] Джанзаков И.И. Механика бурильных колонн в условиях прихвата. – Атырау, 2006. – 202 с.
 [7] Мардонов Б.М., Бараев А.Б., Ахметов Н.М. Прикладные задачи механики бурения нефтегазовых скважин. – Шымкент, 2013. – 172 с.

REFERENCES

- [1] Rabinovich N.R. Engineering problems of continuum mechanics in drilling. M.: Nedra, 1989. 270 p. (in Russ.).
 [2] Aytaliev Sh.M., Mardonov B.M., Dzhanzakov I.I. A representation of stuck pipe. News of Ministry of science – Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Ser. Physics and mathematics. 1998. N 5. P. 81-86. (in Russ.).
 [3] Dzhanzakov I.I., Umedov S.I. Modeling of process of stuck drill pipe under the influence of differential pressure. Oil and Gas. Tashkent, 1998. N 4 (in Russ.).
 [4] Sakharov Z.A. Eliminate sticking during drilling. Moscow: Nedra, 1976 (in Russ.).
 [5] Seid-Rza M.K., Sherstnev N.B., Babaev A.O. et al. The reasons for sticking drilling tools, workarounds, and liquidation. Baku: Aiz. St. Publ. house, 1975. (in Russ.).
 [6] Dzhanzakov I.I. Mechanics of the drill string sticking conditions. Atyrau, 2006. 202 p. (in Russ.).
 [7] Mardonov B.M., Barayev A.B., Akhmetov N.M. Applied problems of mechanics of drilling oil and gas wells. Shymkent, 2013. 172 p. (in Russ.).

БҰРҒЫ ТІРЕКТЕРІН БЕКІТУ ҮРДІСІН ЗЕРТТЕУ

А. Бараев¹, М. Ж. Жұмабаев¹, И. И. Джанзаков², А. С. Тулип³, М. Бариев⁴

¹ Оңтүстік Қазақстан Мемлекеттік педагогикалық институт, Шымкент, Қазақстан;

² Атырау мұнай және газ институты, Атырау, Қазақстан;

³ А. Яссауи атындағы Халықаралық Қазақ-Түрік университеті, Түркістан, Қазақстан;

⁴ Ә. Бируни атындағы Ташкент Мемлекеттік техникалық университеті, Өзбекстан

Тірек сөздер: бекіту, бұрғы тіректер, сандық нәтижелер.

Аннотация. Бекіту мәселесін аналитикалық шешудің сандық нәтижелері алынып, зерттелінді.

Поступила 20.03.2015 г.