

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАЧАЛА ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ, СВЯЗАННОГО С ИЗМЕНЕНИЕМ СВОЙСТВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ГЕОМЕТРИИ СКВАЖИНЫ

И.И.Джанзаков, Ж.К.Ниталиев

*Атырауский Институт Нефти и Газа
060002, Республика Казахстан, г.Атырау, просп. Азаттык, 1*

В статье рассматриваются причины возникновения прихватов бурильной колонны, основные из которых связаны с повышением вязкостных параметров, изменением свойств промывочной жидкости, что вызывает заклинивание бурильных колонн при изменении радиуса ствола скважины. Представлена модель процесса изменения контактной силы на поверхности колонны, величина которой является показателем причины возникновения прихвата.

В возникновении прихватов особое значение имеет вид промывочной жидкости (Пустовойтенко, 1980; Шерстнев и др., 1979). Установлено, что основное количество прихватов происходит в районах, где бурение ведется с применением глинистых растворов. Использование различных растворов на нефтяной основе исключает возможность возникновения почти всех видов прихватов, вызванных перепадом давления, и образования сальников, а также резко снижает случаи нарушения устойчивости ствола. Многие виды прихватов бурильной колонны возникают в результате ее прилипания к стенке скважины. Этот вид прихвата происходит под действием перепада давления, в результате которого избыточное давление прижимает бурильную колонну к стенке скважины. При наличии на стенке глинистой корки трубы вдавливаются в нее. Трубы прилипают на участке залегания проницаемых пород и тогда, когда возникающие в стволе скважины силы трения превышают действующие на бурильную колонну нормальные силы, и тем самым исключают перемещение колонны в любую сторону.

Прилипание отличается от других групп прихватов неизменяющимся характером циркуляции бурового раствора и отсутствием признаков перемещения и вращения прихваченной части колонны. Прилипает, как правило, бурильная колонна, находящаяся в неподвижном состоянии. На степень прилипания влияют: время нахождения бурильной колонны в скважине без движения; перепад между пластовым и гидростатиче-

ским давлением; состояние глинистой корки (толщина, прочность и т.д.); площадь соприкосновения бурильной колонны со стенкой скважины; проницаемость пород; сила трения между элементами бурильной колонны и стенкой скважины; температура в зоне прихвата.

Существует вид прихватов, вызванных сужением части ствола в зонах желобных выработок, а также возникающих при заклинивании посторонними предметами и шламом.

Заклинивания долот и элементов бурильной колонны в суженной части ствола скважины наиболее распространены в призабойной зоне. Часто заклинивания случаются при спуске алмазного, лопастного или четырех-шарошечного долота без проработки ствола после трех-шарошечного. Нередки случаи заклинивания бурильной колонны при увеличении жесткости ее низа. При разбуривании хемогенных толщ очень часто бурильная колонна оказывается прихваченной в результате сужения ствола скважины, вызванного текучестью каменных солей. Наличие гипсовых пропластков в разрезе некоторых месторождений также может вызвать прихват.

На основе проведенного анализа можно сделать вывод о том, что к основным причинам возникновения прихватов можно отнести изменение свойств промывочной жидкости, связанных с повышением ее вязкостных параметров, а также изменением радиуса ствола скважины, приводящим к заклиниванию бурильных колонн. В связи с этим нами прове-

дено моделирование процессов изменения контактной силы на поверхности колонны, величина которой является показателем причины возникновения прихвата.

Схематично процесс происходит в два этапа. На первом этапе происходит движение бурильной колонны, контактирующей с глинистой коркой, состоящей из вязкой среды Бинггама. При этом предполагается, что сила веса превосходит силы сопротивления среды и колонна совершает движение сверху вниз с положительной убывающей скоростью. На втором этапе происходит изменение (ухудшение) свойств промывочной жидкости, вызванное, например, внезапными обвалами, фильтрационными явлениями в глинистой корке и др. или сужение ствола скважины в некоторый момент спуска, в результате колонна совершает движение с отрицательным ускорением, что в конечном счете приводит к ее остановке. При этом необходимо, чтобы величина силы сопротивления, создаваемого гидротормозом и вязким трением в скважине, превосходила силу веса колонны. Уравнение движения колонны на первом этапе процесса записывается в виде:

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

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

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

где m - масса колонны; $\rho_{\text{ж}}$ и ρ - соответственно плотности промывочной жидкости и материала трубы; P_{mp} - сила трения, обусловленная действием гидротормоза буровой лебедки и сопротивлением среды (Рабинович, 1989), вычисляемая по формуле

$$P_{mp} = c \eta L \dot{u} + \vartheta \dot{u}^2 + d D_{nk} L \tau_0, \quad (2)$$

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

$$a = \frac{\omega^2}{(1-\alpha^2)(1+\alpha^2-2\omega^2)+\alpha_0^4};$$

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

$$\omega^2 = \frac{1-\alpha^2}{2 \ln(1/\alpha)},$$

где η — коэффициент динамической вязкости жидкости; τ_0 - предельное напряжение сдвига; L - длина бурильной 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 бурильных труб, $\vartheta = 8\lambda_m \rho_{\text{ж}} (D^5 - d_o^5) / D_{nk}^3$ - параметр гидротормоза (λ_m - коэффициент гидравлического момента, $\rho_{\text{ж}}$ - 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:

$$m_1 \dot{v} = -d \tau_0 D_{nk} L - c \eta v L - \vartheta v^2 + m_1 g, \quad (3)$$

$$(v = \frac{du}{dt})$$

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 $m_1 g > d \tau_0 D_{nk} L$. Тогда решение уравнения (3) имеет вид:

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

$$\text{где } s = \sqrt{q^2 + n^2}, \quad q^2 = (m_1 g - d \tau_0 D_{nk} L) / \vartheta, \\ n = \eta c L / 2 \vartheta, \quad \mu = 2s \vartheta / m_1$$

Из формулы (4) видно, что колонна совершают 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 , на которой постоянные α , τ_0 , η изменяются соответственно на величины, α_1 , τ_1 , η_1 так, что выполняется условие:

$$m_1 g < D_{nk} [d\tau_0(L-l) + d_1\tau_1 l],$$

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:

$$m_1 \dot{v} = -D_{nk} [d\tau_0(L-l) + d_1\tau_1 l] - [c\eta(L-l) + c_1\eta_1 l]v - \vartheta v^2 + m_1 g. \quad (5)$$

Решение уравнения (5) с начальным условием $v = v_1 = \frac{(s^2 - n^2)}{s - n + (s + n)e^{\mu_1 t_1}} (e^{\mu_1 t_1} - 1)$ при $t = t_1$ имеет вид:

$$v = \frac{l_2(l_1 + v_1)e^{-\mu_1 \bar{t}} - l_1(l_2 + v_1)}{v_1(1 - e^{-\mu_1 \bar{t}}) + l_2 - l_1 e^{-\mu_1 \bar{t}}} \text{ при } q_1 < n_1, \quad (6)$$

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

$$v = s_0 t g(\varphi_0 - s_0 \vartheta t / m_1) - n_1 \text{ при } q_1 > n_1,$$

где, $l_1 = n_1 - s_1$, $l_2 = s_1 + n_1$, $s_1 = \sqrt{n_1^2 - q_1^2}$,

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

$n_1 = [c\eta(L-l) + c_1\eta_1 l] / 2\vartheta$, $\mu_1 = 2s_1\vartheta / m_1$

$\bar{t} = t - t_1$,

$$q_1^2 = \{D_{nk}[\tau_0(L-l)d + \tau_1 l d_1] - m_1 g\} / \vartheta$$

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

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

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

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

Рассмотрим два возможных случая возникновения зоны прихвата.

1. Прихват колонны возникает в результате ухудшения свойств бурового раствора. В этом случае диаметр ствола скважины остается без изменения, т.е. следует полагать $\alpha = \alpha_1$, тогда имеем $c_1 = c$, $d_1 = d$,

$$q_1^2 = \{D_{nk} d [\tau_0(L-l) + \tau_1 l] - m_1 g\} / \vartheta,$$

$$n_1 = [c(\eta(L-l) + \eta_1 l)] / 2\vartheta.$$

На рис 1 и 2 представлены графики зависимости минимального значения $\tau_1(\text{Па})$, при котором происходит прихват колонны, от длины зоны прихвата $l(m)$ для четырех типов колонны. Расчеты произведены для безглинистого раствора с конденсированной твердой фазой ($\tau_0 = 5 \text{ Па}$, $\eta = 0.0093 \text{ Па.с}$) (рис.1) и раствора из альметьевского глинопорошка ($\tau_0 = 8 \text{ Па}$, $\eta = 0.014 \text{ Па.с}$) (рис. 2), параметры которых приведены в работе (Рабинович, 1989). В расчетах принято, что $L = 1000m$, $D_T = 0.16m$. Из графиков видно, для прекращения движения колонны в скважине необходимо многократно увеличить значение напряжения сдвига в зависимости от длины зоны прихвата. При этом с ростом диаметра колонны значение предельного напряжения сдвига, которое приводит к состоянию неподвижности колонны, существенно уменьшится.

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

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

$$n_1 = \eta [c(L-l) + c_1 l] / 2\vartheta.$$

Результаты расчетов для колонны с размерами $D_{nk} = 139.7\text{мм}$, $D_{bk} = 121.7\text{мм}$, представлены в таблице 1, в которой приведены минимальные размеры сужения диаметра скважины в зависимости от длины прихваты. 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 $\tau_0 = 5\text{Па}$, $\eta = 0.0093\text{Па}\cdot\text{с}$.

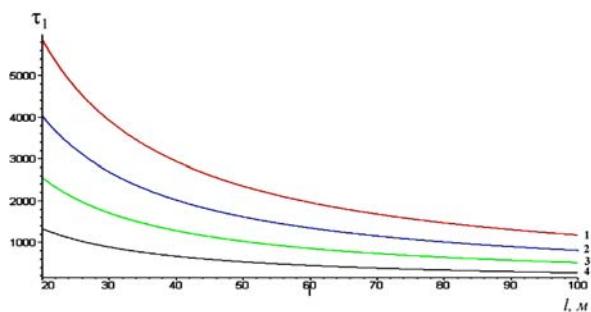


Рис. 1. Графики зависимости предельного напряжения (τ_1) от длины зоны прихваты для безглинистого раствора с конденсированной твердой фазой ($\tau_0 = 5\text{Па}$, $\eta = 0.0093\text{Па}\cdot\text{с}$) и различных типов бурильных колонн

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 относительно малых значениях сужения размеров скважины.

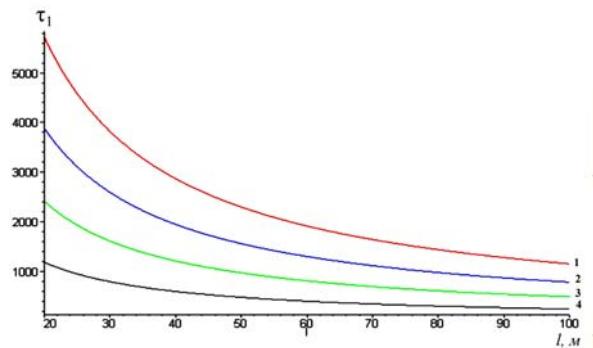


Рис. 2. Графики зависимости предельного напряжения (τ_1) от длины зоны прихваты l для раствора из альметьевского глинопорошка ($\tau_0 = 8\text{Па}$, $\eta = 0.014\text{Па}\cdot\text{с}$) и различных типов бурильных колонн
1 – $D_{nk} = 101.6\text{мм}$, $D_{bk} = 83.6\text{мм}$,
 $m = 20.4\text{кг/м}$;
2 – $D_{nk} = 114.3\text{мм}$, $D_{bk} = 96.3\text{мм}$,
 $l, m = 23.3\text{кг/м}$;
3 – $D_{nk} = 127\text{мм}$, $D_{bk} = 109\text{мм}$,
 $m = 26.2\text{кг/м}$;
4 – $D_{nk} = 139.7\text{мм}$, $D_{bk} = 121.7\text{мм}$,
 $m = 29\text{кг/м}$.

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

Таблица 1

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

Таблица 2

Тип раствора	Длина зоны прихвата колонны (м)							
	20	30	40	50	60	80	100	120
Безглинистый с конденсированной твердой фазой КМЦ ($\tau_0 = 6\text{Pa}$, $\eta = 0.0052\text{Pa}\cdot\text{с}$ КМЦ ($\tau_0 = 9.16\text{Pa}$, $\eta = 0.0078\text{Pa}\cdot\text{с}$ (барит) $\tau_0 = 5\text{Pa}$, $\eta = 0.0093\text{Pa}\cdot\text{с}$	416	280	210	169	142	96	87	73
	217	147	113	92	79	61	51	44
	488	327	247	198	166	113	97	86
Из альметьевского глинопорошка $\tau_0 = 8\text{Pa}$, $\eta = 0.014\text{Pa}\cdot\text{с}$ $\tau_0 = 12\text{Pa}$, $\eta = 0.006\text{Pa}\cdot\text{с}$	252	172	132	107	91	71	59	51
	194	133	103	85	73	58	48	42

ЛИТЕРАТУРА

ПУСТОВОЙТЕНКО, И.П. 1988. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. Недра. Москва. 278 с.
РАБИНОВИЧ, Н.Р. 1989. Инженерные задачи механики

сплошной среды в бурении. Недра. Москва. 270 с.
ШЕРСТНЕВ, Н.М., РАСИЗАДЕ, Я.М., ШИРИНЗАДЕ, С.А.
1979. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. Недра. Москва.

Рецензент: д.т.н. Г.М. Эфендиев