

УДК 551:621.05

**АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКИХ СИЛ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА ЭЛЕМЕНТЫ БУРОВОЙ
КОЛОННЫ - ОСНОВА РАСЧЕТА ЕЕ ПОДЪЕМНОЙ СИСТЕМЫ
И ТОРМОЗА ЛЕБЕДКИ**

Курманова Динара Есентаевна¹, Дүзбай Айдос Мұратбекұлы²

Старший преподаватель¹, магистрант² механико-математического факультета
ЕНУ им. Л.Н.Гумилева, Нур-Султан, Казахстан
Научный руководитель – д.т.н., профессор, академик НИА РК и РАЕН С.М. Ахметов

При взаимодействии бурильной колонны с забоем осевые статические нагрузки на забой P_c , гребенчатый подпятник (корпус) турбобура $P_{н.с}$ и буровой крюк $P_{к.с}$ взаимосвязаны и определяются собственным весом соответствующей части бурильной колонны, выталкивающей силой P_e , вызываемой гидростатическим давлением промывочной жидкости и гидравлическими силами, создаваемыми буровыми насосами [1].

Вследствие перепада давления промывочной жидкости в турбине P_m и пяте P_n турбобура, а также в долоте P_d создается осевая гидравлическая сила $P_{г.с}$, действующая на вал турбобура [1].

$$P_{г.с} = \frac{\pi D_{cp}^2}{4} (p_m + p_n + p_d) = \frac{\pi D_{cp}^2}{4} p_{сум} \quad (1)$$

где D_{cp} - расчетный (средний) диаметр турбины; $p_{сум} = p_m + p_n + p_d$ - суммарный перепад давления в турбобуре и долоте.

Сила $P_{г.с}$ всегда направлена вниз и до момента передачи ее на забой растягивает бурильную колонну. Под действием этой силы нижние плоскости дисков пят прижаты к верхним плоскостям резиновых облицовок подпятников. При нагружении забоя гидравлическая сила $P_{г.с}$ распределяется между забоем и подпятниками (корпусом) турбобура. Доля осевой гидравлической силы, приходящаяся на забой, обозначена через $\alpha P_{г.с}$, а на подпятники турбобура, следовательно, и на колонну бурильных труб через $(1 - \alpha) P_{г.с}$.

Коэффициент α , определяющий долю силы $P_{г.с}$, которая передается на забой скважины, заключен в пределах $0 \leq \alpha \leq 1$. По мере нагружения забоя осевой гидравлической силой коэффициент α увеличивается, а контактное давление между дисками пят и резиновыми облицовками подпятников уменьшается. При $\alpha = 1$ сила $P_{г.с}$ целиком передается на забой скважины, а контактное давление в пяте становится равным нулю.

В зависимости от глубины скважины, удельного веса промывочной жидкости, перепада давления в турбобуре и долоте и других параметров бурильная колонна до момента постановки долота на забой может быть как целиком растянутой, так и частично в нижней части сжатой. В обоих случаях нагружение забоя происходит одинаково.

Вследствие осевой подвижности вала турбобура относительно его корпуса забой вначале нагружается весом вала и ротора турбобура, гидравлической силой $P_{г.с}$, а затем некоторой долей ν веса сжатой части колонны бурильных труб, включая и корпус турбобура.

В соответствии с результатами, приведенных в работах [2, 3], в глубоких скважинах выталкивающая сила P_e , действующая на колонну бурильных труб, весьма значительна. В этой связи рекомендуется найти величину P_e и рассмотрим ее влияние на напряженное состояние бурильной колонны. Так как вал и ротор турбобура относительно корпуса имеют осевую подвижность, то силу P_e действующую на вал и ротор, целесообразно определять независимо от корпуса турбобура и остальных узлов бурильной колонны.

Выталкивающие силы, действующие на вал с ротором и статор с корпусом турбобура и долото, ввиду специфичности и сложности их конфигурации с наибольшей точностью и простотой определяем как силы, равные весу промывочной жидкости в объеме, занимаемом каждым узлом (вытесненный объем). С учетом выталкивающей силы вес каждого узла турбобура и долота в промывочной жидкости находится по известной формуле

$$G_{жс} = G \frac{\gamma - \gamma_{жс}}{\gamma}, (2)$$

где G - вес узла в воздухе; γ - удельный вес металла.

Для двухступенчатой колонны, состоящей из утяжеленных и нормальных бурильных труб (см. рис. 1), выталкивающая сила

$$P_{\theta} = L_m \gamma_{жс} F_y - (L_m - L_y) \gamma_{жс} (F_y - F) = L_m \gamma_{жс} F + L_y \gamma_{жс} (F_y - F). (3)$$

В этой формуле и в последующем изложении: L_m - длина колонны утяжеленных и нормальных труб; L_y - длина колонны утяжеленных бурильных труб; F и F_y - площадь поперечного сечения соответственно нормальных и утяжеленных бурильных труб.

Сила P_{θ} , приложенная к нижнему торцу колонны бурильных труб и направленная вертикально вверх, стремясь приподнять колонну, сжимает ее нижнюю часть длиной $L_{сж1}$ и разгружает буровой крюк.

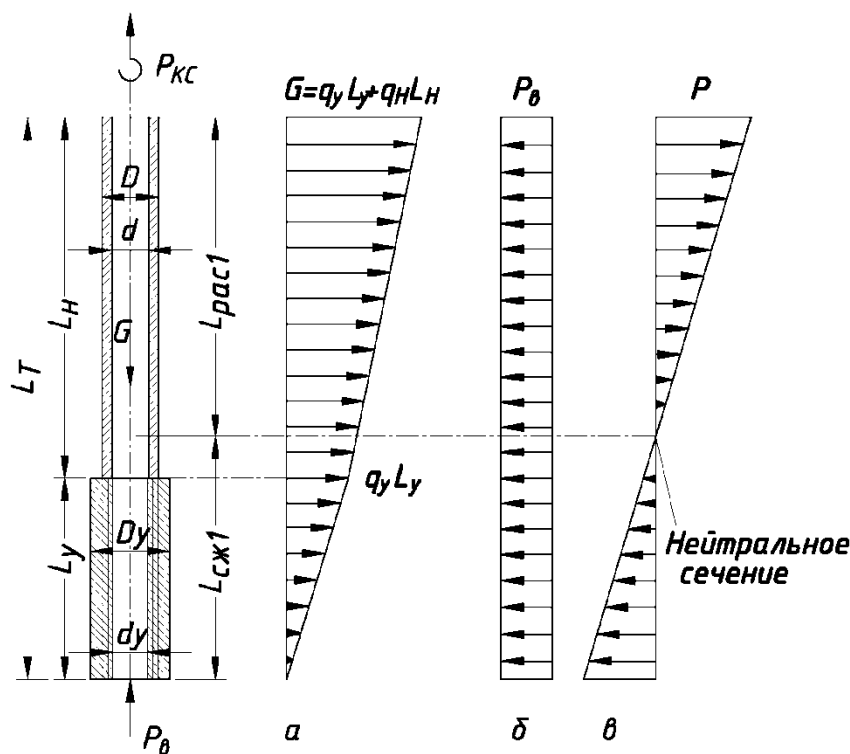


Рис. 1. Силы, действующие на висящую на буровом крюке колонну бурильных труб: распределение по длине колонны: а – сил растяжения от собственного веса G ; б – выталкивающей силы P_{θ} , приложенной к нижнему торцу колонны; в – суммарной силы $P = G + P_{\theta}$

В глубоких скважинах под действием P_{θ} в сжатом состоянии может оказаться не только вся колонна УБТ, но и нижний участок (длиной $L_{сж1} - L_y$) колонны нормальных, бурильных труб. Длина $L_{сж1}$ определяется из равенства силы P_{θ} весу сжатой части колонны бурильных

труб (в воздухе), сложенному с весом турбобура, переводника и долота в промывочной жидкости $G_{ж}$ и силой $P_{з.с}$

$$P_{\epsilon} = L_m \gamma_{ж} F + L_y \gamma_{ж} (F_y - F) = \gamma [L_y F_y + (L_{сж1} - L_y) F] + G_{ж} + P_{з.с}$$

или

$$L_{сж1} = \frac{L_m \gamma_{ж} F + L_y \gamma_{ж} (F_y - F) - \gamma L_y (F_y - F) - G_{ж} - P_{з.с}}{\gamma F} . \quad (4)$$

При $L_{сж1} < L_y$ и $L_{сж1} = L_y$ (см. рис. 1) можно получить:

$$L_{сж1} = \frac{L_m \gamma_{ж} F + L_y \gamma_{ж} (F_y - F) - G_{ж} - P_{з.с}}{\gamma F_y}; \quad (5)$$

$$L_{сж1} = \frac{L_m \gamma_{ж} F - G_{ж} - P_{з.с}}{\gamma F_y - \gamma_{ж} (F_y - F)}; \quad (6)$$

Для одноступенчатой колонны, состоящей из одних нормальных бурильных труб ($F_y = F$), из выражения (6) без учета $G_{ж}$ и $P_{з.с}$:

$$L_{сж1} = \frac{\gamma_{ж}}{\gamma} L_m. \quad (7)$$

Формулы (1) - (7) получены при условии, что вся бурильная колонна висит на крюке, т.е. долото не касается забоя. Очевидно, при $P_{з.с} > P_{\epsilon}$ бурильная колонна по всей длине растянута.

При роторном бурении формулу (4) можно представить в виде

$$L_{сж1} = \frac{P_{\epsilon} - q_y L_y}{q_n} + L_y, \quad (8)$$

где q_y и q_n - вес единицы, длины соответственно утяжеленных и нормальных бурильных труб.

Формулы (4) - (7) характеризуют влияние выталкивающей силы на положение статически нейтрального поперечного сечения бурильной колонны, которая как видно весьма значительна и оказывает большое влияние на степень нагруженности системы.

В зависимости от величины осевой статической нагрузки, передаваемой долотом на забой, можно выделить четыре характерных случая нагружения забоя:

- 1) забой не нагружен - долото у забоя, но не касается его (рис. 2, а), $P_c = 0$;
- 2) забой нагружен весом вала и ротора турбобура $G_{р.ж}$ и частью гидравлической силы $P_{з.с}$ (рис. 2, б):

$$P_c = G_{р.ж} + \alpha P_{з.с} \quad (\alpha < 1);$$
- 3) забой нагружен весом вала и ротора турбобура и гидравлической силой $P_{з.с}$ (рис. 2, в)

$$P_c = G_{р.ж} + P_{з.с} \quad (\alpha = 1);$$
- 4) забой нагружен весом вала и ротора турбобура, гидравлической силой $P_{з.с}$ и долей ν веса $G_{сж}^*$ всей сжатой части колонны бурильных труб и корпуса турбобура (рис. 2, г)

$$P_c = G_{р.ж} + P_{з.с} + \nu G_{сж}^*$$

Нагрузка на забой, создаваемая корпусом турбобура и сжатой частью колонны бурильных труб, количественно определяется выражением

$$\nu G_{сжс}^* = G_{сжс} = qL_{сжс}, \quad (10)$$

где $L_{сжс} = L_{нс} - L_{сжс2}$ - длина верхнего участка сжатой части колонны бурильных труб, вес которого $G_{сжс}$ долотом передается на забой; $L_{нс}$ - длина всей сжатой части колонны при передаче долотом нагрузки на забой; $L_{сжс2}$ - длина сжатой части бурильной колонны до момента постановки долота на забой, обусловленная силами P_6 , P_1 и P_2 .

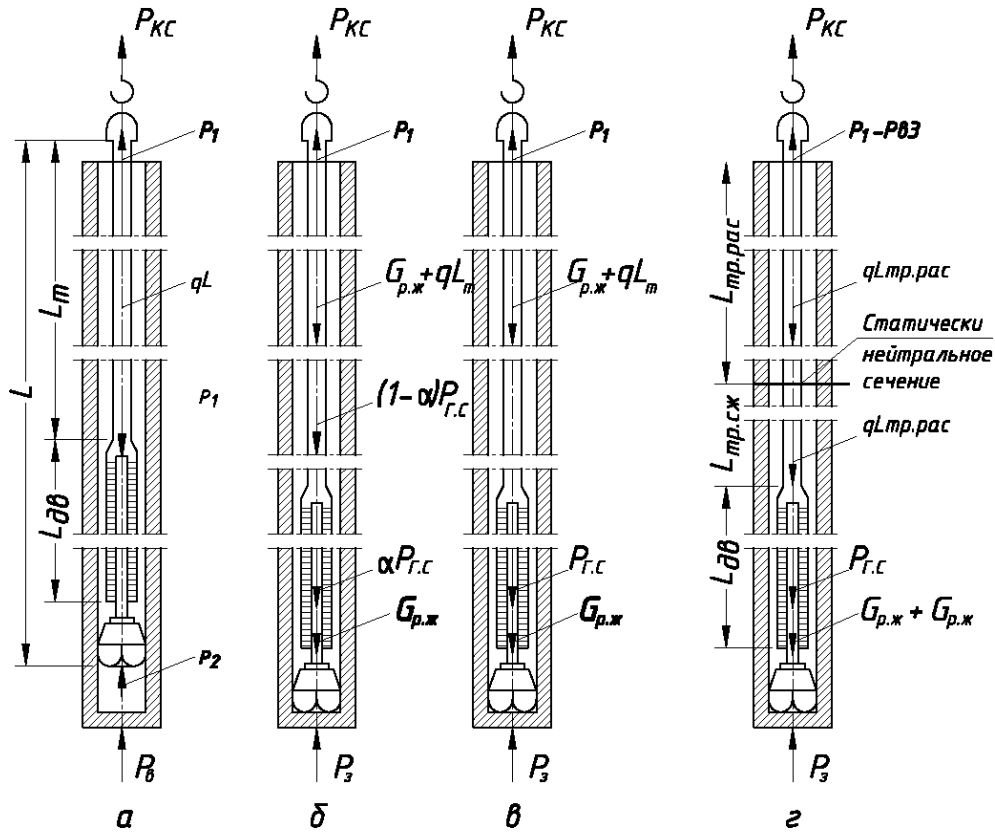


Рис. 2. Характерные случаи нагружения бурильной колонны, взаимодействующей с забоем

Если до момента постановки долота на забой бурильная колонна была целиком растянута, то коэффициент $\nu = 1$, а величина $G_{сжс} = G_{сжс}^*$.

В работах предшествующих авторов подробно были рассмотрены осевые нагрузки на забой, гребенчатый подпятник турбобура и буровой крюк в четырех случаях [4, 5]. Из-за ограниченности объема представляемого материала ниже приведены основные доводы.

Первый случай. Бурильная колонна висит на крюке. Долото находится около забоя, но не касается его (рис. 2, а). Этому случаю особенно характерно, когда результирующая сила растяжения бурильной колонны у устья скважины определяется выражением

$$P_{рас.у} = G_{p.жс} + G_{к.жс} + G_m + P_1 - (P_2 + P_6), \quad (11)$$

где, $G_m = q_n L_n + q_y L_y$ - вес колонны бурильных труб.

Второй случай. Когда забой нагружен весом вала и ротора турбобура и частью гидравлической силы. Причем, долото (буровой инструмент) поставлено на забой скважины (см. рис. 2, б). Вследствие осевой подвижности вала и ротора относительно корпуса турбобура сила $P_{г.с}$, всегда направленная вертикально вниз, раскладывается на две силы $\alpha P_{г.с}$ и $(1-\alpha)P_{г.с}$. Первая передается через долото на забой, а вторая через диски пяты и подпятники

на корпус турбобура и колонну бурильных труб. Следовательно, гидравлическая сила $(1 - \alpha)P_{\text{з.с}}$ определяет статическое взаимодействие вала турбобура с его корпусом и колонной утяжеленных и нормальных бурильных труб.

Третий случай. В этом случае сила $P_{\text{з.с}}$, целиком передаваемая на забой скважины, не воспринимается подпятниками турбобура и колонной бурильных труб (рис. 2, в). Контактная механическая связь между валом и корпусом турбобура исчезает, т. е. исчезает статическое взаимодействие вала турбобура с его корпусом и колонной бурильных труб. Турбобур работает в режиме статически «плавающей пяты». Между валом турбобура и колонной бурильных труб сохраняется только гидравлическая связь.

Четвертый случай. По сравнению с предыдущим случаем нагрузка на буровой крюк уменьшается, а на забой увеличивается на одну и ту же величину $G_{\text{сжс}} = qL_{\text{сжс}}$, а статически нейтральное сечение перемещается вверх на величину $L_{\text{сжс}}$ (рис. 2, г)

Принимая во всех ранее полученных выражениях $P_{\text{з.с}} \approx 0$, можно получить формулы, определяющие осевые статические нагрузки на забой и крюк при бурении электробуром или при роторном способе бурения. С учетом сил трения между бурильной колонной и поверхностью скважины нагрузки $P_{\text{с}}$ и $P_{\text{к.с}}$ уменьшаются на величину сил трения соответственно в сжатой и растянутой частях бурильной колонны.

Выводы.

1) На основании проведенных исследований стало очевидно, что осевые статические нагрузки на забой, подпятники турбобура и буровой крюк, а также положение статически нейтрального сечения колонны бурильных труб определяются собственным весом колонны, выталкивающей силой $P_{\text{в}}$, гидравлическими силами, создаваемыми буровыми насосами, и силами трения между бурильной колонной и поверхностью скважины;

2) Рассмотренные случаи нагружения элементов бурильной колонны, хотя бы в статике, вполне достаточны для обоснования внешних сил при проектировочных расчетах подъемной системы (лебедки) и основного тормоза, т.к. именно статические нагрузки составляют около 70% нагрузок, приходящих на их рабочие элементы.

Список использованных источников

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1988. - 501 с.
2. Балицкий П.В. Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины. – М.: Недра, 1975. – 293 с.
3. Кулябин Г.А., Уросов С.А., Спасибов В.М. Динамическое осевое усилие на долото и гидроимпульсное давление в потоке промывочной жидкости // Известия вузов: Нефть и газ. – Тюмень, 2000, №5. – С.: 81-84.
4. Ахметов С.М., Ахметов Н.М., Медетов Ш.М. Выполнение операции спуска колонны в скважину с вязким сопротивлением без использования вспомогательного тормоза // Вестник Атырауского института нефти и газа. – 2005. - № 6-7. – С.: 117-123.
5. Ахметов Н.М. К методике расчета прочности главного вала тормозной системы в положении спуска крюка буровой лебедки // Вестник НАН РК, 2007, №6. – С.: 62-65.