

# ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛ ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА КЛИНОВОЙ ОТКЛОНИТЕЛЬ В ПРОЦЕССЕ ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

ANALYSIS OF LOADS ACTING ON WEDGE DURING SIDETRACKING AND DRILLING OF LATERALS

УДК 622.248.33

**А.А. МУХАМЕТШИН**  
**Д.В. МАКСИМОВ**  
**К.В. МЕЛИНГ**  
**М.А. ИСМАГИЛОВ**  
**Т.А. МУХАМЕТШИН**

A.A. MUKHAMETSHIN  
D.V. MAKSIMOV  
K.V. MELING  
M.A. ISMAGILOV  
T.A. MUKHAMETSHIN

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:****KEYWORDS:**

к.т.н., старший научный сотрудник (ТатНИПИнефть)  
инженер (ТатНИПИнефть)  
к.т.н., зав. сектором восстановления крепи скважин, (ТатНИПИнефть)  
инженер (ТатНИПИнефть)  
инженер (ОАО «Казанский вертолетный завод»)

candidate of science, senior researcher (TatNIPneft)  
engineer (TatNIPneft)  
candidate of science, Head of Section, Drilling Department (TatNIPneft)  
engineer (TatNIPneft)  
engineer (OAO «Kazan Helicopter Plant»)

Бугульма  
maa@tatnipi.ru

Bugulma

боковой ствол, клиновой отклонитель, «голова» клина, желоб клина, вращающий момент, фрезы, долото, хвостовик  
lateral, wedge, whipstock anchor, wedge head, wedge groove, torque, milling cutters, drill bit, liner

В процессе резки и бурения бокового ствола на клиновой отклонитель действуют различные нагрузки: вес самого клина, вес колонны буровых труб при спуске фрез и долота, вес хвостовика при креплении бокового ствола, тангенциальные усилия, возникающие при вращении бурового инструмента, стремящиеся сдвинуть клиновой отклонитель с места установки, повернуть его вокруг горизонтальной оси и перекрыть проходное сечение скважины, что приведет к аварии и ликвидации скважины. Исследование этих нагрузок и установленные зависимости позволили создать конструкцию клинового отклонителя, позволяющего исключить аварийные ситуации при строительстве боковых стволов.

In the process of sidetracking and drilling, a wedge experiences different loads: its own weight, the weight of drillstring when running-in milling cutters and bits, the liner weight when casing laterals, tangential loads associated with drilling tools rotation. All these loads are working towards upsetting the wedge, rotating it around the horizontal axis and blocking the hole, which may, eventually, result in the wellbore loss. Analysis of these loads and their relationships allowed designing a wedge eliminating the risk of emergencies when sidetracking.

В процессе вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и строительства бокового ствола (БС) на клин-отклонитель действуют различные нагрузки: вес самого клина, вес колонны буровых труб при спуске фрез и долота, вес хвостовика при креплении бокового ствола, тангенциальные усилия, возникающие при вращении бурового инструмента, стремящиеся сдвинуть клин-отклонитель с места установки, повернуть его вокруг горизонтальной оси и перекрыть проходное

сечение скважины, что приведет к аварии и ликвидации БС скважины.

С целью исключения подобной ситуации необходимо после ориентирования клина-отклонителя по азимуту и установки его в расчетном интервале прижать «голову» клина к противоположной от «окна» стенке обсадной колонны и надежно зафиксировать его в таком положении на весь период вырезания «окна» и строительства БС. Анализ существующих конструкций клиньев-отклонителей показы-

вает, что надежных прижимающих устройств до настоящего времени не разработано. Существующие клинья-отклонители устанавливаются с упором на нижнюю стенку скважины и ориентируются в узком диапазоне  $\pm 45^\circ$  от азимута основного ствола скважины, что ведет к увеличению длины БС и усложнению его профиля, а это в свою очередь приводит к непрохождению обсадного хвостовика из-за его большей жесткости.

В процессе изучения данного вопроса были рассмотрены три варианта установки клина-отклонителя в скважине и силы, действующие на клин при этом (рис. 1).

1. Клин-отклонитель установлен в наклонно направленной скважине и лежит на нижней стенке скважины.
2. Клин-отклонитель установлен в вертикальной скважине и его «голова» прижата к стенке скважины.
3. Клин-отклонитель установлен в наклонно направленной скважине и его «голова» прижата к верхней стенке скважины.

По первому варианту силы, действующие на клин относительно поперечной оси А, показаны на рис. 1. Клин будет находиться в равновесии относительно оси А, если сумма крутящих моментов будет равна нулю.

$$\sum M_A = 0 \quad (1)$$

$$\sum M_A = -F_{\text{пруж}} \cdot \ell - P \cdot b + F_{\text{фрез}} \cdot a \quad (2)$$

где:

$F_{\text{пруж}}$  – усилие, создаваемое пружинами, Н;

$\ell$  – расстояние от горизонтальной оси А до ►

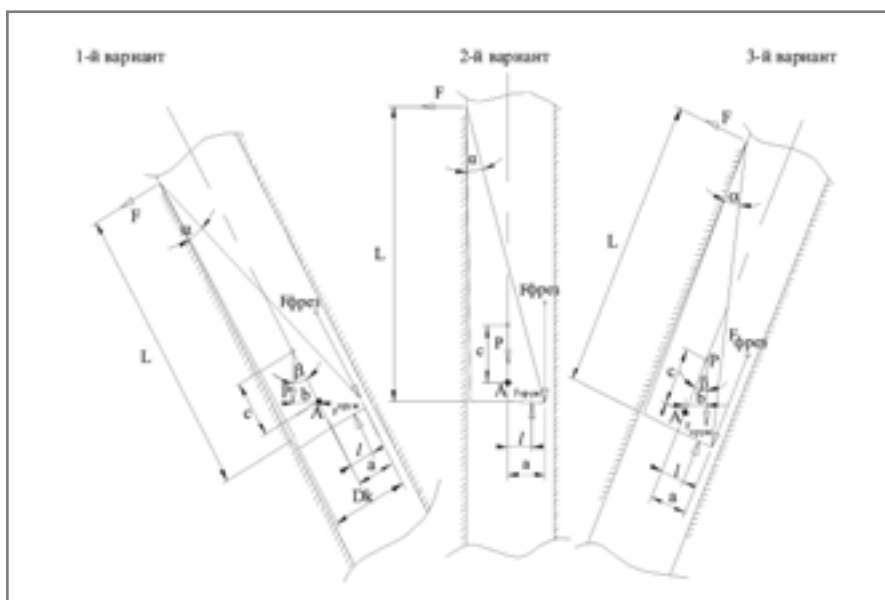


Рис. 1. Силы, действующие на клин при различных зенитных углах скважины

центра пружины, мм;  
 $P$  – вес клина, Н;  
 $b$  – плечо действия силы веса клина, мм;  
 $F_{\text{фрез}}$  – усилие, создаваемое фрезами, долотами и колонной бурильных труб на клин при вырезании «окна» и бурении бокового ствола, Н;  
 $a$  – расстояние от горизонтальной оси  $A$  до точки воздействия силы  $F_{\text{фрез}}$  на желоб клина, мм.

Плечо действия силы веса клина находим по формуле:

$$b = c \cdot \sin \beta \quad (3)$$

где:

$c$  – расстояние от горизонтальной оси  $A$  до центра тяжести клина для клина составляет 1/3 часть всей его длины, мм;  
 $\beta$  – зенитный угол скважины в интервале установки клина-отклонителя, град.

Тогда усилие, создаваемое пружинами  $F_{\text{пруж}}$ , найдем из выражения:

$$F_{\text{пруж}} = \frac{-P \cdot c \cdot \sin \beta + F_{\text{фрез}} \cdot a}{l} \quad (4)$$

Вращающий момент силы  $F_{\text{фрез}} \cdot a$  в различных положениях её приложения к желобу клина будет оказывать на клин различное влияние. В точках желоба клина, расположенных слева от его оси, момент силы  $F_{\text{фрез}} \cdot a$  будет иметь отрицательное значение и прижимать клин к нижней стенке скважины. В центре желоба направление силы совпадает с поперечной осью  $A$  и вращающий момент равен нулю.

В точках желоба клина, расположенных справа от оси клина, момент силы  $F_{\text{фрез}} \cdot a$  будет иметь положительное значение и приподнимать клин к верхней стенке скважины. В этом случае на клин действует еще и момент вращения силы тяжести  $P \cdot b$ , который возвращает клин в исходное положение. В данном варианте клин находится в самом устойчивом состоянии, и такое его положение широко применяется многими фирмами-разработчиками для упрощения конструкции.

По второму варианту на клин действуют только две силы: сила от воздействия фрез, долот и хвостовика при их спуске в скважину и сила пружин, прижимающая клин к стенке скважины. Направление силы веса клина совпадает с осью клина и не создает вращающего момента ( $P \cdot b = 0$ ). Она полностью

воспринимается поперечной осью. Усилие, создаваемое пружинами  $F_{\text{пруж}}$  для удержания клина в равновесии, найдем из выражения:

$$F_{\text{пруж}} = \frac{F_{\text{фрез}} \cdot a}{l} \quad (5)$$

Вращающий момент силы  $F_{\text{фрез}} \cdot a$  достигает своей максимальной величины в нижней части желоба клина, когда плечо  $a$  равно радиусу корпуса клина.

По третьему варианту вес клина и усилие от фрез действуют в одном направлении, пытаясь повернуть клин к нижней стороне скважины и перекрыть проходное сечение скважины, поэтому усилие, создаваемое пружинами для противодействия этим силам, самое большое.

Определив усилие, которое должны создавать пружины для удержания клина в равновесии, находим усилие прижатия «головы» клина к стенке скважины из выражения:

$$F \cdot L = F_{\text{пруж}} \cdot l \quad (6)$$

где:

$F$  – усилие прижатия «головы» клина к стенке скважины, Н;

$L$  – длина клина от «головы» до центра поперечной оси, мм.

$$F = \frac{F_{\text{пруж}} \cdot l}{L} \quad (7)$$

Из этого выражения видно, что на усилие прижатия «головы» клина к стенке скважины влияют три величины: усилие, создаваемое пружинами ( $F_{\text{пруж}}$ ), плечо приложения этой силы ( $l$ ) и длина клина ( $L$ ) – плечо силы  $F$ . Длина клина  $L$  зависит от его диаметра и угла клина  $\alpha$ . Диаметр клина  $D_k$  определяем из условия его прохождения в скважине из выражения:

$$D_k = \beta_k \cdot d_{\text{min}} \quad (8)$$

где:

$\beta_k$  – коэффициент, характеризующий зазор между клином-отклонителем и обсадной колонной (из опыта работ принимают  $\beta_k = 0,93-0,97$ );

$d_{\text{min}}$  – минимальный внутренний диаметр в обсадной колонне, мм.

Длина плеча определяется конструктивно и зависит от конструкции пружин и точки приложения их усилия к основанию клина. Величиной, которую мы можем изменять в

широких пределах, является усилие, создаваемое пружинами ( $F_{\text{пруж}}$ ).

В первоначальной конструкции клина-отклонителя [1] тарельчатые пружины установили из расчета того, что они создают расчетные усилия при минимальных размерах. Применение пружин других конструкций не создавало необходимого усилия для отклонения и удержания «головы» клина в прижатом положении к стенке скважины. Мощные тарельчатые пружины постоянно удерживают клин-отклонитель в изогнутом положении и затрудняют его спуск в скважину. Поэтому клины-отклонители ОТ-146 (ОТ-168) разместили в кожухе, который удерживал его в прямолинейном положении при транспортировке и спуске в скважину. Применение кожуха решало вопрос с подачей давления жидкости из колонны бурильных труб в якорь клина-отклонителя, но появлялась дополнительная спуско-подъемная операция – извлечение кожуха и спуск компоновки фрез. Кроме этого, пружины, удерживающие клин в упругом состоянии, обладают еще одним существенным недостатком. Клин под воздействием вибрации от работы фрез или ударных нагрузок инструмента о желоб клина может на короткое время отходить от стенки скважины и вибрировать. В это время между клином и стенкой скважины может оседать металлическая стружка и буровой шлам, постепенно отодвигая клин к оси скважины и создавая аварийную ситуацию.

С повышением требований по сокращению времени вырезания «окна» в стенке обсадной колонны и сроков строительства БС, а также к надежности работы оборудования, разработана новая конструкция клина-отклонителя КОТ-146М [2], позволяющая производить спуск, ориентирование, установку и вырезание «окна» за одну спуско-подъемную операцию. Отклонение и жесткая фиксация «головы» клина в прижатом положении к стенке обсадной колонны в этой конструкции осуществляются штоком с поршнем под действием давления жидкости, создаваемого для выправления якоря клина-отклонителя.

Исследуем силы, действующие на клин в данной конструкции, и определим силу прижатия «головы» клина к стенке скважины (рис. 2). Рассмотрим самый крайний случай третьего варианта (рис. 1), когда клин-отклонитель установлен в горизонтальной части скважины и БС необходимо зарезать с ►

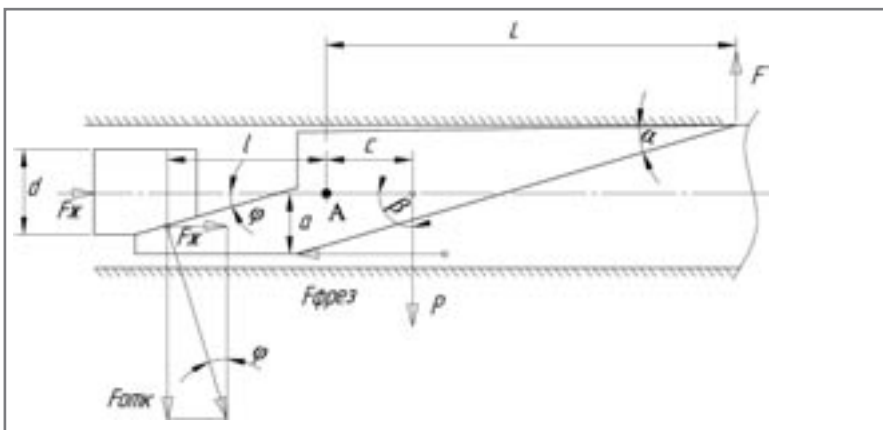


Рис. 2. Силы, действующие на клин КОТ-146М в процессе его установки и работы

$d$  – диаметр поршня;

$F_{\text{ж}}$  – сила давления жидкости на поршень;

$F_{\text{отк}}$  – отклоняющая сила;

$\varphi$  – угол отклоняющей поверхности

нижнего упора клина;

$l$  – плечо воздействия силы  $F_{\text{пруж}}$ ;

$L$  – длина клина от «головы» до

центра поперечной оси;

$c$  – центр тяжести клина;

$a$  – плечо действия силы  $F_{\text{фрез}}$ ;

$P$  – вес клина;

$F_{\text{фрез}}$  – сила, создаваемая

фрезами, долотами и колонной

обсадных труб;

$\beta$  – зенитный угол скважины в интервале

установки клина-отклонителя;

$b = c$  – плечо действия силы веса клина;

$\alpha$  – угол отклоняющей

поверхности клина;

$F$  – сила прижатия «головы» клина к стенке

скважины

нижней стенки колонны.

В этом случае на клин действуют максимальные вращающие моменты от веса клина и от силы воздействия фрез на желоб клина относительно поперечной оси А. Их уравновешивает вращающий момент силы  $F_{отк} \cdot a$ , направленный в противоположную сторону:

$$\Sigma MA = - F_{отк} \cdot l + P \cdot b + F_{фрез} \cdot a \quad (9)$$

где:

$F_{отк}$  – отклоняющее усилие, создаваемое толкателем с поршнем, под действием давления жидкости  $P_{ж} \cdot H$ .

Величину усилия определяем из выражения:

$$F_{отк} = \frac{F_{фрез}}{l} = \frac{P_{ж} \cdot S_n}{l \cdot \sin \varphi} \quad (10)$$

где:

$P_{ж}$  – давление жидкости, Н/мм<sup>2</sup>;

$S_n$  – площадь основания поршня, мм<sup>2</sup>;

$\varphi$  – угол отклоняющей поверхности нижнего упора клина, град.

Величина давления жидкости  $P_{ж}$  на поршень равна давлению жидкости, создаваемого для выправления якоря клина-отклонителя, так как они объединены в единую гидравлическую систему. Она определена экспериментально, из условия достаточности выправления якоря клина-отклонителя и надежного его закрепления в скважине. Площадь основания поршня  $S_n$  конструктивно зависит от диаметра клина-отклонителя, и может изменяться с увеличением диаметра скважины. Угол  $\varphi$  конструктивно можно изменять в широких пределах, увеличивая отклоняющее усилие  $F_{отк}$ . При значениях угла  $\varphi$  меньше угла заклинивания поршень прочно фиксируется в верхнем крайнем положении, прижимая «голову» клина к стенке обсадной колонны и надежно удерживая его в таком положении в течение всего цикла строительства БС. При больших значениях угла  $\varphi$  на наклонных поверхностях нижнего упора клина и штока поршня размещают фиксирующее приспособление, удерживающее поршень от сползания вниз под действием вибрации. Вращающие моменты веса клина  $P \cdot b$  и силы  $F_{фрез} \cdot a$  воздействуют на поршень не по его оси, как в случае с тарельчатыми пружинами, а перпендикулярно плоскости бокового среза, не сдвигая поршень вниз, а увеличивая усилие его фиксации в корпусе отклонителя. В конструкции клина-отклонителя КОТ-146М в широких пределах может изменяться плечо  $l$  действия силы  $F_{отк}$  вплоть до величины длины самого клина  $L$ . При этом центр тяжести клина  $c$  будет приближаться к оси А за счет уравновешивания частей клина,

расположенных по разные стороны этой оси. В рассматриваемом случае плечо  $b$  действия силы веса клина  $P$  равно расстоянию от центра тяжести клина до оси А ( $b = c$ , из выражения 3, так как  $\sin 90^\circ = 1$ ), а сам центр тяжести расположен на 1/4 длины клина от горизонтальной оси А.

Результаты исследования изменения величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины  $F$  в зависимости от величины давления жидкости, создаваемого для выправления якоря и конструктивных параметров отклоняющего узла клина-отклонителя, устанавливаемого в скважине обсаженной колонной диаметром 14648 мм показаны на рисунке 3, а.

Диаметр клина определили из выражения (8):

$$D_k = \beta_k \cdot d_{min} = 0,93 \cdot 0,13 = 0,12 \text{ м}$$

Длина клина  $L$  при угле  $\alpha$ , равном  $1^\circ 20'$ , составляет 4,66 м, а его вес – 252 кг. Центр тяжести клина  $c$  расположен на 1,17 м от горизонтальной оси А. Длину нижнего клинового выступа  $l$  установили равной 0,25 м из расчета достаточной длины приложения силы  $F_{отк}$  и уменьшения металлоемкости изделия. Диаметр поршня конструктивно приняли равным 0,06 м, а угол отклоняющей поверхности  $\varphi$  нижнего упора клина и штока поршня равным  $10^\circ$ . Из графика видно, что зависимость величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины  $F$  от величины давления жидкости, создаваемого для выправления якоря, является линейной. При давлении жидкости 6,5 МПа, достаточном для надежного закрепления якоря в обсадной колонне, величина силы  $F$  равна 6,1 кН, а при давлении жидкости 10,0 МПа, когда якорь выдерживает максимальную осевую нагрузку на страгивание, сила  $F$  составляет 9,3 кН. Дальнейшее увеличение давления для выправления якоря не дает увеличения осевой нагрузки на его страгивание.

Установив величину давления жидкости для выправления и надежного закрепления якоря в обсадной колонне 8,0 МПа, исследовали зависимость изменения величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины  $F$  от диаметра поршня, при прочих равных конструктивных параметрах (рис. 3, б) она представляет собой параболическую зависимость.

Исследование изменения величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины  $F$  в зависимости от угла  $\varphi$  отклоняющей поверхности нижнего упора клина и штока поршня при заданных условиях выявило снижение величины силы  $F$  с увеличением угла  $\varphi$  по гиперболической зависимости (рис. 3, в).

Установленные зависимости позволили заложить в конструкцию клина-отклонителя такие конструктивные параметры, которые обеспечивают соответствие его всем технологическим требованиям при спуске в скважину, установке, резке и бурении БС.

Анализ сил и вращающих моментов, действующих на клин данной конструкции в момент его установки и в течение всего цикла строительства БС, показывает, что жесткая фиксация клина в положении с прижатой «головкой» к стенке колонны обеспечивается самой конструкцией клина-отклонителя КОТ-146М. При этом ни одна деталь шарнирного соединения не испытывает срезающего или растягивающего усилия, а только усилие сжатия. Устойчивость металла к сжимающим нагрузкам самая большая, вследствие этого надежность работы всего устройства повышается.

Кроме описанного, поршень со штоком воздействуют на клин, отклоняя его к стенке скважины, только в момент установки клина-отклонителя при выправлении якоря давлением жидкости. В процессе транспортировки и спуска клина-отклонителя в скважину поршень находится в крайнем нижнем положении и удерживает клин по оси устройства, не препятствуя его спуску в скважину.

Результаты, полученные в процессе стендовых испытаний моделей клин-отклонителей конструкции КОТ-146М, показали их сходимость с результатами теоретических исследований. Применение клин-отклонителей данной конструкции в 180 скважинах в различных регионах Российской Федерации за период с 2007 по 2010 гг. подтвердило их высокую надежность. ■

#### ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Пат. 2164282 Российская Федерация, МПК<sup>4</sup> E21B 7/08. Устройство для забурирования дополнительного ствола из скважины / Тахутдинов Ш.Ф., Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Часовский П.П.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти «ТатНИПИнефть». - № 99-117676/03; заявл. 09.08.99; опубл. 20.03.01, Бюл. № 8.
2. Пат. 2366793 Российская Федерация, МПК<sup>4</sup> E21B 7/08. Отклонитель клиновой скважинный / Ибрагимов Н.Г., Залаятов М.М., Ахмадишин Ф.Ф., Мухаметшин А.А., Кашапов И.К., Исмагилов М.А.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 20-08114132/03; заявл. 10.04.08; опубл. 10.09.09, Бюл. № 25.

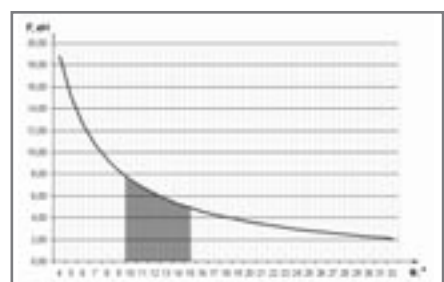
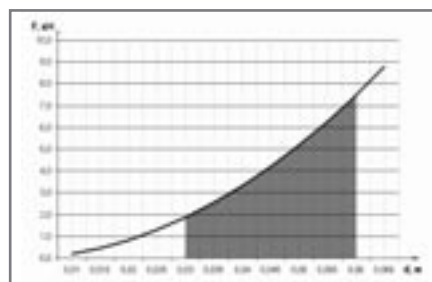
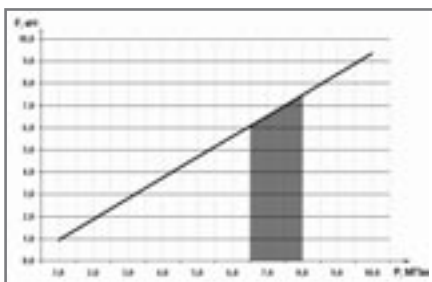


Рис. 3. Зависимость величины силы прижатия «головы» клина к стенке скважины ( $F$ ) в зависимости: а (слева) – от давления выправления якоря; б (центр) – от диаметра поршня; в (справа) – угла штока поршня