

Выбор допустимых радиусов кривизны скважин сверхмалого диаметра (каналов) для технической системы «Перфобур»

А.В. Лягов

д.т.н., профессор, главный специалист
отдела строительства скважин¹
lyagovAV@bashneft.ru

И.А. Лягов

аспирант²
lyagov@mail.ru

¹ООО «БашНИПИнефть», Уфа, Россия

²Национальный минерально-сырьевой
университет «Горный», С-Петербург, Россия

В статье описан опыт использования в составе компоновки нижней части буровой колонны (КНБК) перфобура малогабаритных винтовых двигательных секций и гибких межкорпусных и межроторных сочленений, которые способствуют уменьшению радиуса кривизны до показателя 5,3 м. а, возможно, и менее, о чем свидетельствуют результаты стендовых испытаний. Проведенные аналитические исследования позволяют говорить о том, что использование гибких соединений в составе КНБК перфобура обеспечивает получение траекторий перфорационных каналов с минимальными радиусами кривизны, схожих с дугой окружности, в которую вписывается компоновка.

Материалы и методы

1. Определение минимально возможных радиусов кривизны перфорационных каналов пробуренных с использованием технической системы «Перфобур».
2. Исследование траектории перфорационного канала при применении рассматриваемой технологии.
3. Стендовые эксперименты бурения каналов в песчано-бетонном блоке перфобуром с гибкими межкорпусными и межроторными сочленениями.

Ключевые слова

перфорационный канал, заканчивание скважин, винтовой забойный двигатель (ВЗД), шпиндельная секция ВЗД, радиус кривизны, перекашивающий момент, гибкое соединение, компоновка нижней части буровой колонны (КНБК)

Надежная и эффективная работа бурового и нефтегазопромыслового оборудования в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах в первую очередь зависит от интенсивности искривления ствола, которая ограничивается как нормативными документами «Правила безопасности в нефтяной и газовой отрасли», так и требованиями прочности и долговечности.

В ходе аналитических расчетов действия изгибающих моментов и анализа отказов оборудования при промысловых испытаниях технической системы «Перфобур» был проведен аналитический синтез базовых узлов повышенной надежности. В результате были спроектированы инструментальные компоновки для бурения каналов с различными радиусами кривизны: 3,5 м; 5,5 м; 7,7 м и 12 м.

Бурение стволов малого диаметра имеют различные предпосылки: геологические, технические и экономические. Геологические преимущества подробно обоснованы в работах С.И. Кувыкина, Н.Ф. Кагарманова и М.У. Муратова [1–3]. Техно-экономическое обоснование строительства скважин впервые было сделано В.С. Федоровым в 50-х годах прошлого века, где отмечалось незначительное сокращение объема разрушенной долотом породы, ускорение и удешевление первичного вскрытия ПЗП скважины за счет снижения подводимой мощности, которая по В.С. Федорову пропорциональна диаметру долота [4,5]. Например, необходимая мощность для работы долот Ø 215,9 мм составляет 50...250 кВт; для долот Ø 190,5 мм — 28...230 кВт; для долот Ø 120,6 мм — 9...38 кВт; для долот Ø 83 мм — 5...21 кВт; и для долот Ø 47,6...69,9 мм — 1,4...2 кВт, конечно, в зависимости от буримости пород.

В.И. Тарасевичем, А.Ф. Сухановым, А.И. Медведко, Ф.М. Гусейновым и др. признается рост механической скорости с уменьшением диаметра долота [6–10]. Также создаются более благоприятные условия для очистки забоя от выбуренной породы за счет возможности увеличения скорости восходящего потока в уменьшенных зазорах между стенками скважины и буровой колонны, при меньшей мощности буровых насосов и т.д.

На основании исследований, выполненных в БашНИПИнефть, ВНИИБТ и др. НИИ в 1957...67 гг. доказано [11–13, 15–19]:

1. С уменьшением диаметра долота повышается эффективность разрушения пород и увеличивается механическая скорость проходки. Проходка на долото в мягких породах увеличивается, а в твердых породах снижается от 20% до 200%, из-за низкой стойкости опорных узлов шарошек (шарошечные долота 1950...1960-х годов выпуска). Сегодня имеются потенциальные возможности повышения проходки на долотах малого диаметра при применении долот истирающе-режущего типа, например, долот PDC;

2. Общая продолжительность спуско-подъемных операций (СПО) снижается, также снижается продолжительность основных и непроизводительных работ из-за облегчения всех видов колонн;

3. Продолжительность строительно-монтажных работ может быть снижена в 2–3 раза.

В целом, с уменьшением диаметра долота возрастает производительность труда, коммерческая и цикловая скорость бурения. В различные периоды развития скважинных технологий к вопросу бурения малым диаметром неоднократно обращались различные буровые подрядчики и нефтегазодобывающие компании, но до сих пор вопрос остается открытым, несмотря на очевидные и доказанные предпосылки.

Обоснование траектории КНБК сверхмалого диаметра и определение минимального возможного радиуса кривизны

При выборе допустимой интенсивности искривления ствола скважины в первую очередь следует учитывать радиус кривизны, который подбирают из условий:

- а) минимизации остаточных деформаций при прохождении и работы оборудования на искривленном участке канала;
- б) сведения к минимуму влияния упругих деформаций элементов конструкции компоновки перфобура при её прохождении через искривленный участок.

Необходимо также учитывать вероятность износа обсадной колонны и образование канавок на внутренней части обсадной колонны [12].

Проектированием КНБК с минимальными радиусами кривизны, позволяющим оптимизировать профиль скважины, занимались исследователи: Калинин А.Г., Султанов Б.З., Н.А. Григорян, Морозов Ю.Т. и др., а так же научные организации: ВНИИБТ, БашНИПИнефть ТатНИПИнефть и др. [11, 12]. Получены аналитические зависимости, связывающие механические параметры КНБК, геологические особенности пластов, энергетические возможности спускоподъемной техники [12, 13].

Забуривание бокового канала (ствола) является наиболее энергоемким процессом при строительстве многозабойных скважин. Компоновка, находясь на клине-отклонителе, постепенно переходит в породу по определенной траектории. От формы траектории зависит характер сил, действующих на компоновку.

Составим уравнение движения шарнирной компоновки перфобура при резке (фрезеровании) окна канала из клина отклонителя. Расчетная схема показана на рис. 1.

Пусть КНБК, состоящая из шпинделя 4 с долотом 2, общей длиной l_0 (до линии перегиба кривого переводника 6), двигается так, что её конец (точка А) скользит по клину 1 по прямой OO_1 , а скорость точки В равняется V и

направлена по прямой АВ.

В начальный момент точка С, имитирующая выступ долота, также принадлежит прямой ОО₁, но при движении точки А по клину точка С начинает двигаться по некоторой кривой. Через определенный промежуток времени точка А проходит на кривую, описанную точкой С, которая продолжает движение уже по другой траектории и т.д. по бурящемуся каналу. Таким образом, мы получаем траекторию канала, которая состоит из суммы дуг кривых, имеющих в общих точках общие касательные, за исключением точки перехода с прямолинейного клина на криволинейный канал.

В общем виде движение шпиндельной секции КНБК перфобура длиной l₀ при кривой секции запишется следующим образом (рис. 2):

$$\begin{cases} l_0 \frac{d(\varphi + \psi)}{ds} = \sin \varphi \\ l_0 \frac{d(\varphi + \psi)}{dt} = \frac{ds}{dt} \sin \varphi \end{cases}, \quad (1)$$

где $\frac{ds}{dt} = v_A$ скорость точки А по кривой; ψ — угол наклона касательной к кривой в точке А; φ — угол между шпинделем длиной l₀ и v_A.

Для первого участка будем иметь:

$$l_0 \frac{d\varphi_1}{ds} = \sin \varphi_1.$$

Интегрируя, получим:

$$tg \frac{\varphi_1}{2} = tg \left(\frac{\varphi_{10}}{2} e^{s/l_0} \right).$$

Начальные условия: при s = 0, и малости углов $\varphi_1 = \varphi_{10} = h/l_0$. (2)

Для второго участка имеем:

$$l_0 \frac{d(\varphi_2 + \varphi_1)}{ds_x} = \sin \varphi_2.$$

Выразим ds_x через ds, т.е. свяжем перемещение точки А по второму участку с перемещением точки А по первому участку:

$$ds_x = \left(\frac{l_0}{tg \varphi_1} + h \right) d\varphi_1 = \left(\frac{l_0}{tg \varphi_1} + h \right) \frac{\sin \varphi_1}{l_0} ds = \left(\frac{1}{tg \varphi_1} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_1 ds.$$

Тогда для второго участка:

$$l_0 \frac{d\varphi_2}{ds} - \sin \varphi_1 \left(\frac{1}{tg \varphi_1} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_2 = -l_0 \frac{d\varphi_1}{ds};$$

$$\frac{d\varphi_2}{ds} - \sin \varphi_1 \left(\frac{1}{tg \varphi_1} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_2 = -\sin \varphi_1.$$

Начальные условия:

при s/l₀ = 0, $\varphi_2 = \varphi_{1k} - \varphi_0$.

Или окончательно в общем случае:

$$\frac{d\varphi_n}{ds} - \sin \varphi_{n-1} \left(\frac{1}{tg \varphi_{n-1}} + tg \varphi_{10} \right) \sin \varphi_n = -\sin \varphi_{n-1}.$$

При s/l₀ = 0, $\varphi_2 = \varphi_{(n-1)k}$,

где $\varphi_{(n-1)k}$ — конечный угол на (n-1)-м участке.

Так как углы $\varphi_{10}, \varphi_1, \dots, \varphi_n$ являются малыми, то справедливы следующие приближенные уравнения [14]:

$$\begin{cases} \varphi_1 = \varphi_{10} e^{s/l_0}, \\ \frac{d\varphi_2}{ds/l_0} - \varphi_2 = -\varphi_1, \\ \dots \\ \frac{d\varphi_n}{ds/l_0} - \varphi_n = -\varphi_{n-1} \end{cases}, \quad (3)$$

при прежних начальных условиях (2).

Система уравнений (3) решалась по методике ВНИИБТ [11–17], в результате получили:

$$\begin{aligned} \varphi_1 &= \varphi_{10} e^{s/l_0}, \\ \varphi_2 &= e^{s/l_0} \left(\frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} - s/l_0 \right), \\ \varphi_3 &= e^{s/l_0} \left[\frac{\varphi_{2k} - \varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} - s/l_0 + \frac{1}{2!} (s/l_0)^2 \right] \\ &\dots \\ \varphi_n &= e^{s/l_0} \left[\frac{\varphi_{(n-1)k} - \varphi_{(n-2)k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} - s/l_0 + \frac{1}{2!} \frac{\varphi_{(n-3)k}}{\varphi_{10}} (s/l_0)^2 + \dots \right. \\ &\dots + (-1)^{n-2} \frac{1}{(n-2)!} \frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} (s/l_0)^{n-2} + \dots \\ &\left. \dots + (-1)^{n-1} \frac{1}{(n-1)!} (s/l_0)^{n-1} \right], \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} \varphi_{1k} &= \varphi_{10} e; \\ \frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} &= e - 1; \\ \frac{\varphi_{2k} - \varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} &= e \left(\frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} - 1 \right); \\ \frac{\varphi_{3k} - \varphi_{2k} - \varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} &= e \left(\frac{\varphi_{2k} - \varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} + \frac{1}{2!} \right); \\ &\dots \\ \frac{\varphi_{nk} - \varphi_{(n-1)k} - \varphi_{(n-2)k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} &= e \left[\frac{\varphi_{(n-1)k} - \varphi_{(n-2)k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} + \frac{1}{2!} \frac{\varphi_{(n-3)k}}{\varphi_{10}} + \dots \right. \\ &\dots + (-1)^{n-2} \frac{1}{(n-2)!} \frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} + \dots \\ &\left. \dots + (-1)^{n-1} \frac{1}{(n-1)!} \right]. \end{aligned}$$

Подсчитаем значения соотношений для компоновки перфобура:

$$\frac{\varphi_{1k} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}}, \frac{\varphi_{2k}}{\varphi_{10}}, \frac{\varphi_{3k}}{\varphi_{10}}.$$

В таб. 1 приведены полученные значения отношений $\varphi_{nk}/\varphi_{10}$.

Рассмотрим уравнение:

$$\frac{d\varphi_n}{ds/l_0} = \varphi_n - \varphi_{n-1}.$$

Так как φ_{n-1} монотонно возрастает, то в начальный момент:

$$\left. \frac{d\varphi_n}{ds/l_0} \right|_{s/l_0=0} > 0.$$

Если в какой-то момент $d\varphi_n/ds/l_0$ станет отрицательным, то это будет означать, что $\varphi_n < \varphi_{n-1}$ и в дальнейшем φ_n будет убывать, а φ_{n-1} возрастает, т. е. далее будет выполняться условие $\varphi_n < \varphi_{n-1}$, в частности, $\varphi_{nk} < \varphi_{(n-1)k}$. Как видно из таблицы 1, $\varphi_{nk} < \varphi_{(n-1)k}$ при $n \leq 26$.

Следовательно, $\varphi_n (s/l_0)$ на участках $1 \leq n \leq 26$ монотонно возрастает в пределах $\varphi_{n0} \leq \varphi_n \leq \varphi_{nk}$ т. е. сохраняет значение, близкое к $2\varphi_{10}$.

Отсюда радиус искривления (см. рис. 2), практически начиная с третьего участка, равен: $R = l_0/\varphi_n = l_0/2\varphi_{10}$.

Так как

$$\varphi_{10} = \frac{D_{дл} - D_{ВЗЛ}}{2l_0}$$

(где $D_{дл} - D_{ВЗЛ} = (58 - 43) = 15$ мм — разность диаметров долота и двигателя), то

$$R = \frac{l_0^2}{D_{дл} - D_{ВЗЛ}} \approx 2,6 м,$$

что совпадает с геометрическим расчетом радиуса кривизны для случая асимметричного разрушения забоя [18], тогда при l₀ = 300 мм, R = 6 м; при l₀ = 400 мм, R = 10,7 м.

В таб. 1 приведены значения минимально допустимых радиусов кривизны КНБК перфобура при различных диаметрах долота. КНБК перфобура с гибкими межкорпусными и межроторными сочленениями, позволяющие получить минимальный радиус кривизны при бурении перфорационных каналов, представлена на рис. 3.

Варьируя диаметр долота и длину шпиндельной секции, можно определить радиус кривизны канала для различных мощностей продуктивной зоны пласта скважины.

Сделать точные выводы о дальнейшей траектории на основании уравнений (3) нельзя ввиду их приближенности и из-за накопления ошибок вычислений [17].

Однако можно заметить, что если компоновку, представленную на рис. 3, поместить в канал, искривленный по окружности радиуса R, то в дальнейшем движение будет происходить по окружности того же радиуса, что было установлено при лабораторных испытаниях на экспериментальном стенде.

Действительно, для этого случая будем иметь:

$$l_0 \frac{d\varphi}{ds} - \sin \varphi = -l_0 \frac{d\psi}{ds},$$

$$\text{где } \frac{d\psi}{ds} = \frac{1}{R},$$

Тогда:

$$l_0 \frac{d\varphi}{ds} = \sin \varphi - l_0 \frac{1}{R},$$

$$\frac{d\varphi}{\sin \varphi - \frac{l_0}{R}} = \frac{ds}{l_0}.$$

То есть если s = 0, то в начальный момент будет выполняться условие:

$$\sin \varphi_0 = \frac{l_0}{R}.$$

При этом длина пути КНБК, необходимая для достижения значения φ , отличного от φ_0 , выразится формулой:

$$s = l_0 \int_{\varphi_0}^{\varphi} \frac{d\varphi}{\sin \varphi - \frac{l_0}{R}}.$$

Так как знаменатель подинтегрального выражения при

$$\varphi_0 = \arcsin \frac{l_0}{R}$$

обращается в нуль, то значение этого несобственного интеграла равно ∞.

Следовательно, угол φ не может принимать другого значения, кроме $\varphi = \varphi_0$. Таким образом, движение продолжается по той же окружности.

В то же время мы показали, что если движение начинается с прямого участка клина отклонителя, то траектория приближается к той же окружности.

Если рассматривать начало движения со второго участка, который представляет собой участок логарифмической спирали, то в дальнейшем траектория также приближается к окружности. Таким образом, можно сделать вывод: если движение начинается с 26-го участка, весьма близкого к окружности, то и в дальнейшем движение будет происходить по траектории, близкой к окружности, радиус которой совпадает с радиусом окружности, в которую вписывается компоновка.

Отсюда, траекторию канала, получаемую

$\frac{\varphi_{11} - \varphi_{10}}{\varphi_{10}} = 1,7182$	$\frac{\varphi_{11i}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{21k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{21}}{\varphi_{10}} = 1,9524$	$\frac{\varphi_{12i}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{22k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{31}}{\varphi_{10}} = 1,9957$	$\frac{\varphi_{13i}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{23k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{41}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{14i}}{\varphi_{10}} = 2,0001$	$\frac{\varphi_{24k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{51}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{15i}}{\varphi_{10}} = 2,0001$	$\frac{\varphi_{25k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{61}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{16i}}{\varphi_{10}} = 2,0001$	$\frac{\varphi_{26k}}{\varphi_{10}} = 2,0002$
$\frac{\varphi_{71}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{17i}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{27k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$
$\frac{\varphi_{81}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{18i}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{28k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$
$\frac{\varphi_{91}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{19i}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{29k}}{\varphi_{10}} = 2,0001$
$\frac{\varphi_{101}}{\varphi_{10}} = 2,0000$	$\frac{\varphi_{20i}}{\varphi_{10}} = 2,0002$	$\frac{\varphi_{30k}}{\varphi_{10}} = 2,0000$

Таб. 1 – Значения отношений $\varphi_{ik} / \varphi_{10}$

Диаметр долота (мм)	Радиус кривизны (м)
55	3,25
56	3
57	2,78
58	2,6
59	2,43

Таб. 2 – Зависимость радиуса кривизны от диаметра долота при $l_0 = 200\text{мм}$

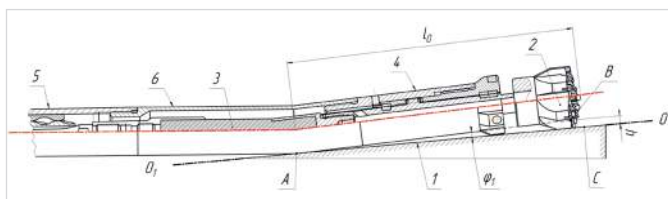


Рис. 1 – Расчетная схема входа зарезки окна канала:
1 – клин отклонителя; 2 – долото; 3 – гибкий вал;
4 – шпиндельная секция ВЗД длиной l_0 ВЗД 2Д-43.5/6; 5 – силовая секция ВЗД 2Д-43.5/6; 6 – переводник кривой

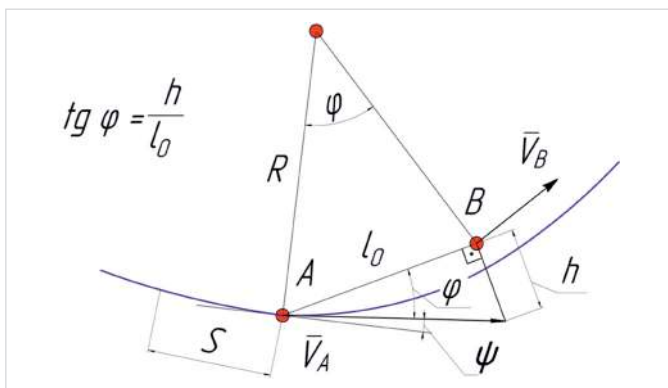


Рис. 2 – Расчетная схема движения шпиндельной секции винтового забойного двигателя 2Д-43.5/6



Рис. 3 – Сборка КНБК перфоратора с гибкими соединениями для испытаний на стенде УГНТУ

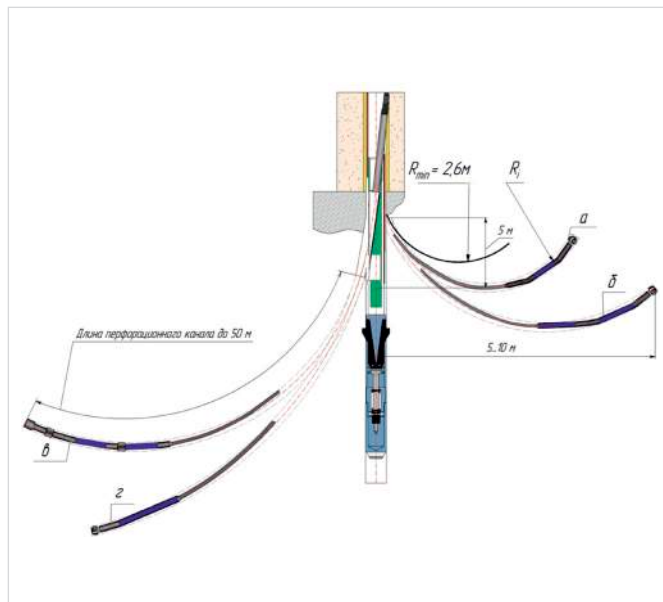


Рис. 4 – Прогнозируемые профили перфорационных каналов при угле отклонителя 7°

- а – траектория ствола радиусом 3,5 м КНБК перфоратора с односекционным ВЗД Д-43.5/6 и одним центратором, угол искривления шпинделя-отклонителя (ШО) $8^\circ 28'$;
- б – траектория ствола радиусом 5,5 м КНБК перфоратора с двух секционным ВЗД 2Д-43.5/6 и гибкими межкорпусными сочленениями, угол искривления ШО с гибким валом $6^\circ 30'$;
- в – траектория ствола радиусом 7,7 м КНБК перфоратора с двух секционным ВЗД 2Д-42.9/10 и с двумя центраторами, угол искривления ШО 5° ;
- г – траектория ствола радиусом 12 м КНБК перфоратора с односекционным ВЗД 2Д-43.5/6 без центраторов, угол искривления ШО 4°

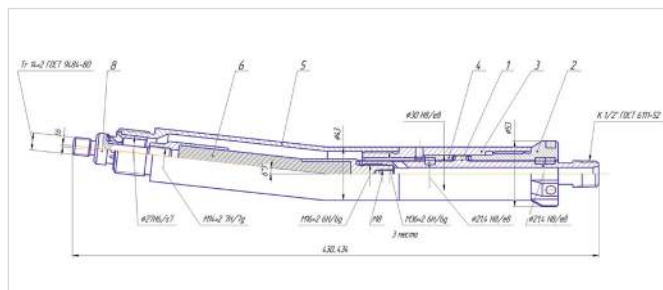


Рис. 5 – Шпиндель-отклонитель перфоратора с гибким валом
1 – вал шпинделя; 2 – гайка-ниппель; 3 – корпус шпинделя;
4 – опора радиально-осевая; 5 – переводник кривой;
6 – вал гибкий; 7 – полумуфта гибкого вала



Рис. 6 – Шпиндельная секция с шарнирным соединением (сверху) и гибкие межкорпусные и межротаторные сочленения перфоратора (внизу)

при помощи гибких отклонителей, можно с достаточной степенью точности принимать за дугу окружности.

Выбор радиуса кривизны при различных КНБК перфобура

Определение минимально возможного радиуса кривизны перфорационного канала производилось по формуле [13, 19]:

$$R \geq \frac{L_{ВЗД}^2}{8(D_d - D_{ВЗД})} - 0,5D_{ВЗД}, \quad (4)$$

где $L_{ВЗД}$ — длина статора с верхним переводником до места искривления ВЗД;

$D_{ВЗД}$ — наружный диаметр статора ВЗД;

D_d — диаметр долота.

Угол искривления ВЗД определяли из полученной на стадии разработки эскизного проекта зависимости:

$$\beta = \arcsin \left[\frac{L_{ВЗД}}{2(0,5D_{ВЗД} + 0,5D_d)} + \frac{L_{шп}}{k_n D_{ВЗД} + 0,5D_d} \right], \quad (5)$$

где $L_{шп}$ — длина шпинделя от места искривления ВЗД до конца долота;

k_n — поправочный коэффициент на разницу форм

осевых линий (прямолинейной у шпинделя с долотом и криволинейной у ствола перфорационного канала, = 1,03...1,05).

Используя исходные данные: $L_{ВЗД} = 0,6$ м, $D_{ВЗД} = 0,043$ м, $D_d = 0,056$ м, $L_{шп} = 0,225$ м, $k_n = 1,03$, получен предельно малый радиус кривизны ствола канала $R = 3,5$ м и угол искривления ВЗД $\beta = 8^\circ 28'$ (рисунок 4 а).

Были спроектированы следующие инструментальные компоновки:

1. Компоновка с двух секционным укороченным статором ВЗД (2Д-43.5/6) и гибкими межкорпусными сочленениями со следующими параметрами: $L_{ВЗД} = 0,73$ м, $D_{ВЗД} = 0,043$ м, $D_d = 0,056$ м, $L_{шп} = 0,265$ м, $\beta = 6^\circ 30'$, при которых радиус кривизны перфорационного канала, пробуренного в цементно-песчаном блоке в стендовых условиях, составил 5,5...5,6 м (рис. 4 б);
2. Компоновка с двухсекционным укороченным статором ВЗД 2Д-43.5/6 и двумя центраторами диаметрами 56 мм, установленными на расстоянии 570 мм и 1480 мм от долота, имеет следующие параметры: $L_{ВЗД} = 0,5$ м, $D_{ВЗД} = 0,043$ м, D_d

= 0,058 м, $L_{шп} = 0,43$ м, $\beta = 5^\circ$, при которых радиус кривизны перфорационного канала, пробуренного в стендовых условиях, составил 7,7 м (рис. 4 в). Компоновка спроектирована таким образом, чтобы свести к минимуму величины действия изгибающих моментов, влияние которых на КНБК перфобура подробно описано в статье [20]. В качестве забойного двигателя выбран ВЗД модели Д-42.9/10, перекашивающий момент на валу которого на два порядка меньше, чем у модели Д-43.5/6 при схожих технических и энергетических характеристиках. Использование винтового забойного двигателя типа Д-42, взамен ранее использованного Д-43, позволит снизить вибрацию в КНБК перфобура и обеспечить надежную работу оборудования в перфорационном канале с малым радиусом кривизны за счет многократно меньшего перекашивающего момента и достаточной величины крутящего момента;

3. Компоновка с односекционным удлиненным статором ВЗД Д-43.5/6 без гибких

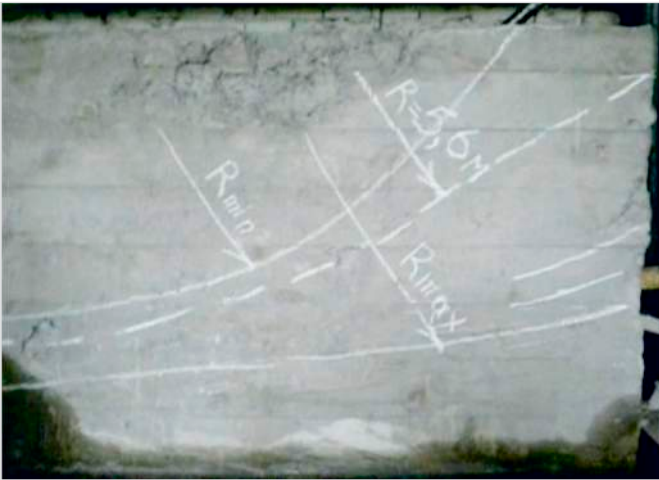


Рис. 7 — Пробуренный канал в песчано-цементном блоке с радиусом кривизны менее 5,3 метра

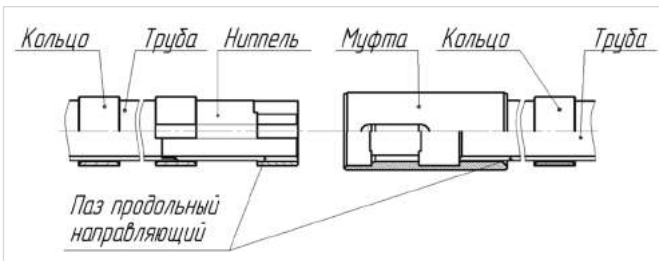


Рис. 8 — Соединение секций корпусов муфта-нипельного замка



Рис. 9 — Процесс бурения канала в песчаном блоке КНБК перфобура с гибким соединением



Рис. 10 — Замеры радиусов кривизны



Рис. 11 — Деформация и разгерметизация многослойного гибкого соединения — сверху, снизу — новое гибкое соединение с дополнительным слоем

межкорпусных сочленений имела следующие параметры: $L_{взл} = 1,08$ м, $D_{взл} = 0,043$ м, $D_{д} = 0,056$ м, $L_{ун} = 0,36$ м, $\beta = 4^\circ$, при которых радиус кривизны перфорационного канала, пробуренного в стендовых условиях, составил 12...13 м (рис. 4 г) [21].

На рис. 4 представлены сравнительные профили перфорационных каналов с рассчитанными радиусами кривизны, полученные компоновками с различными базовыми узлами перфосистемы.

Стендовые испытания перфобура с гибкими соединениями

С целью уменьшения радиуса кривизны при бурении перфорационных каналов был спроектирован шпindelь-отклонитель с гибким валом и кривым переводником с углом перекаса $6,3^\circ$ (рис. 5).

В ходе дальнейших исследований технологии вторичного вскрытия продуктивного пласта с применением «Перфобура» в ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» были изготовлены специальные укороченные пары ротор-статор, гибкие межкорпусные сочленения — в ООО «СП Витценманн-Руссия», гибкие межроторные сочленения — в ОАО «Завод гибких валов» (рис. 5–6). Использование КНБК с короткими двигательными секциями и гибкими межкорпусными и межроторными сочленениями должно способствовать уменьшению радиуса кривизны до показателя 5,3 м, а возможно и менее (рис. 7), что и было достигнуто при стендовых испытаниях.

В трубных корпусах перфобура выполнены направляющие пазы для задания необходимого направления движения КНБК, получения требуемой траектории ствола перфорационного канала и восприятия реактивного момента от специального винтового двигателя. Направляющие пазы можно изготавливать по винтовой линии с правым или левым направлением, с различным шагом, что позволит управлять траекторией канала при его строительстве, соответственно проведя СПО, что при использовании колтубинга не займет много времени.

Секции корпусов соединяются между собой посредством специального муфтового-ниппельного замка, обеспечивающего совпадение направляющих пазов трубных корпусов и надежное закрепление от проворота и осевого перемещения (рис. 8). Процесс бурения перфорационного канала и замеры радиусов кривизны представлены на рисунках 9 и 10, соответственно.

В процессе опытно-промысловых работ на скважине № 952 Чермасанского месторождения в ООО НГДУ «Чекмагушнефть» произошло разрушение гибкого межкорпусного соединения укороченного ВЗД [21], и от их применения пришлось отказаться из-за экономических и технологических трудностей изготовления более толстостенной конструкции (хотя окончательно от этого конструктивного решения мы не отказались).

Гидравлические расчеты показали, что гибкие соединения должны выдерживать перепад давления в 17 МПа, однако опресовка гибкого соединения с одним дополнительным слоем при давлении 12 МПа привела к его разгерметизации и деформации (рис. 11). Вероятно, что применение новой технологии изготовления и дополнительные

слои соединения позволят увеличить его герметичность и повысить восприятие осевой нагрузки, но работы в этом направлении еще не проводились.

Итоги

Статья посвящена изучению минимально возможных радиусов кривизны перфорационных каналов, пробуренных с использованием технической системы «Перфобур». Аналитически и экспериментально установлено, что использование в составе «Перфобура» гибких межроторных и межкорпусных соединений позволяет пробурить каналы с радиусами кривизны от 3,5 до 12 метров. Применение модернизированной конструкции перфобура позволяет выполнять бурение перфорационных каналов с радиусами кривизны от 3,5 до 12 метров, контролируя их длину до 14 метров и траектории по зенитному и азимутальному углу, дискретно изменяя конструкцию компоновки системы, в условиях буровой.

Выводы

1. Аналитически установлено, что использование гибких соединений в составе КНБК перфобура позволяет получить траекторию перфорационного канала с минимальным радиусом кривизны, схожую с дугой окружности, в которую вписывается компоновка.
2. Получена аналитическая зависимость, устанавливающая взаимосвязь геометрических параметров малогабаритной компоновки технической системы «Перфобур» с кривизной траектории канала.
3. Расчетным и графическим методом выполнена оценка и доказана возможность бурения перфорационных каналов с наименьшим радиусом кривизны в зависимости от диаметра долота и линейных размеров шпindelльной секции, который составляет 2,6 м при длине шпинделя 200 мм.
4. Аналитически построены сравнительные профили перфорационных каналов с различными радиусами кривизны: 3,5 м; 5,5 м; 7,7 м и 12 м для работоспособных компоновок, спроектированных с центрирующими элементами, размещенными в конструктивных местах технической системы «Перфобур».

Список используемой литературы

1. Кувыкин С. И. Бурение разведочных скважин малого диаметра. М.: Гостоптехиздат, 1957. 84 с.
2. Кагарманов Н.Ф., Давлетбаев М.Р., Самигуллин В.Х., Шайнуров Р.С., Юмашев Р.Х., Гилязов Р.М. Вскрытие продуктивных пластов горизонтальными скважинами. Межвузовский тематический сб. науч. тр. Уфа: УГНТУ, 1996. С. 159–174.
3. Кагарманов Н.Ф., Муратов М.У. Бурение скважин малого диаметра в Башкирии. Уфа: УНИ, 1959. 115 с.
4. Федоров В.С. Техничко-экономические преимущества бурения скважин малого диаметра. Грозный: Сб. работ ГрозНИИ, 1947. 21 с.
5. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. М.: Гостоптехиздат, 1958. 125 с.
6. Замятина А.Ф., Баранников Э.И. Новое в бурении скважин малого диаметра.

Уфа: Башкирское издательство, 1964. 17 с.

7. Польшаков И.С. Опыт бурения скважин малого диаметра. Новости нефтяной техники // Серия нефтепромысловое дело. 1958. Вып. 11. 73 с.
8. Тарасевич В.И. О закономерности изменения удельной забойной мощности в зависимости от глубины скважин // Нефтяное хозяйство. 1962. № 9. С. 9–14.
9. Кулиев А.Э., Гусейнов Ф.М. О влиянии размера шарошечных долот на скорость проходки. Азербайджан: АЗНХ. 1962. № 6. 76 с.
10. Замятина А.Ф., Кагарманов Н.Ф. Теоретические предпосылки бурения скважин малого диаметра. «Технология бурения нефтяных скважин» Сб.тр. УфаНИИ. Уфа: Башкирское книжное издательство. 1965. Вып. XVI. С. 62–74.
11. Васильев Ю.С., Калинин А.Г., Попов В.М. К определению искривления ствола при работе с шарнирным отклонителем. М.: Недра. Труды ВНИИБТ, вып. XVII, 1967. С. 35–40.
12. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М., Султанов Б.З. Бурение нефтяных и газовых скважин: Справочник. М.: Недра, 1997. 648 с.
13. Шенбергер В.М., Зозуля Г.П. и др. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2006. 573 с.
14. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров. М.: Наука, 1973. 832 с.
15. Бронзов А.С., Васильев Ю.С., Шетлер Г.А. Турбинное бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1965. 248 с.
16. Анненков Г.Г. Определение закономерностей набора кривизны снарядам новых конструкций // Сборник «Методика и техника разведки» № 48. ВИТР. 1964. 52 с.
17. РД 39-2-910-83 Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин М.: Миннефтепром, 1983. 152 с.
18. Калинин А. Г. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990. 348 с.
19. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Поваляхин А.С. Профили направленных скважин и компоновки низа буровой колонны. М.: Недра, 1995. 300 с.
20. Лягов И.А. Анализ результатов промысловых испытаний технической системы «Перфобур». Аналитический синтез базовых узлов «Перфобура» повышенной надежности для бурения сверхглубоких каналов по прогнозируемой траектории // Нефтегазовое дело. 2014. № 1. С. 52–76.
21. Шамов Н.А., Лягов А.В., Пантелеев Д.В., Васильев А.В., Лягова М.А., Лягов И.А., Назаров С.В., Асеев Е.Г. Техника и технология создания сверхглубоких перфорационных каналов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. № 2. С. 131–174. Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Shamov/Shamov_1.pdf

Choice the valid radius of curvature for drilling small diameter channels by the Perfordrill technical system

Authors:

Aleksandr V. Lyagov — doctor of engineering, professor, chief specialist department of well construction¹; lyagovav@bashneft.ru
Il'ya A. Lyagov — postgraduate student²; lyagov@mail.ru

¹Bashnipineft LLC, Ufa, Russian Federation

²National University of Mineral Resources (Mining University), St. Petersburg, Russian Federation

Abstract

This article describes the experience of using a part of the bottom of the layout of the drill string perfordrill of small screw motor section and flexible interbody and between the rotor joints that reduce the radius of curvature to a value of 5.3 m, and possibly less, as evidenced by bench tests.

Moreover, the analytical studies suggest that the use of flexible compounds in the bottom of the layout of the drill string perfordrill provides trajectories of perforations with a minimum radius of curvature similar to the arc of a circle which is inscribed the Perfordrill BHA.

Materials and methods

1. Determination of the smallest radius of perforation channel curvature drilled by a technical system «Perfordrill».
2. Research of the perforation channel trajectory in applying the «Perfordrill» technology.
3. The stand experiments of the drilling

References

1. Kuvykin S. I. *Burenie razvedochnykh skvazhin malogo diametra* [Exploratory drilling with a small diameter]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1957, 84 p.
2. Kagarmanov N.F., Davletbaev M.R., Samigullin V.Kh., Shaynurov R.S., Yumashev R.Kh., Gilyazov R.M. *Vskrytie produktivnykh plastov gorizontal'nymi skvazhinami* [Drilling into productive formations by horizontal wells] International conference, scientific conference abstracts. Ufa: USPTU, 1996, pp. 159–174.
3. Kagarmanov N.F., Muratov M.U. *Burenie skvazhin malogo diametra v Bashkirii* [Small diameter well in republic of Bashkortostan]. Ufa: UPI, 1959, 115 p.
4. Fedorov V.S. *Tekhniko-ekonomicheskie preimushchestva bureniya skvazhin malogo diametra* [Technical and economic advantage of drilling small diameter] Groznyy: GrozNII, 1947, 21 p.
5. Fedorov V.S. *Proektirovanie rezhimov bureniya* [Design of drilling modes]. Moscow: Gostoptekhnizdat, 1958, 125 p.
6. Zamyatina A.F., Barannikov E.I. *Novoe v burenii skvazhin malogo diametra* [New in a small diameter well drilling]. Ufa, *Bashknig-oizdat*, 1964, 17 p.
7. Pol'shakov I.S. *Opyt bureniya skvazhin malogo diametra. Novosti nefyanoy tekhniki* [Experience of a small diameter well drilling]. *Seriya neftepromyslovoe delo*, 1958, issue 11, 73 p.
8. Tarasevich V.I. *O zakonmernosti izmeneniya udel'noy zaboynoy moshchnosti v zavisimosti ot glubiny skvazhin* [About the the specific regularities of changes downhole power depending on the depth of the wells]. Oil industry, 1962, issue 9, pp. 9–14.
9. Kuliev A.E., Guseynov F.M. *O vliyani razmera sharoshechnykh dolot na skorost' prokhodki* [Influence the size of rock bits on rate of drilling]. Azerbaijan: AzNKh, 1962, issue 6, 76 p.
10. Zamyatina A.F., Kagarmanov N.F. *Teoreticheskie predposylki bureniya skvazhin malogo diametra. «Tekhnologiya bureniya neftyanykh skvazhin»* [Theoretical preconditions of small diameter well drilling. «The technology of oil drilling»]. Collection of studies UfaNII Ufa: *Bashkirkoe knizhnoe izdatel'stvo*, 1965. Vyp. XVI, pp. 62–74.
11. Vasil'ev Yu.S., Kalinin A.G., Popov V.M., *K opredeleniyu iskrivleniya stvola pri rabote s sharnirnym otklonitelem* [By definition, stem curvature when working with swivel diverter] Moscow: Nedra, 1967, pp. 35–40.
12. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodskiy K.M., Sultanov B.Z. *Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin: Spravochnik* [Drilling oil and gas wells]. Moscow: Nedra, 1997, 648 p.
13. Shenberger V.M., Zozulya G.P. i dr. *Tekhnika i tekhnologiya stroitel'stva bokovykh stvolov v neftyanykh i gazovykh skvazhinakh* [Technique and technology of building laterals in oil and gas wells]. Tutorial, Tyumen: *TSOGU*, 2006, 573 p.
14. Korn G. *Spravochnik po matematike dlya nauchnykh rabotnikov i inzhenerov* [Mathematical Handbook for Scientists and Engineers]. Moscow: *Nauka*, 1973, 832 p.
15. Bronzov A.S., Vasil'ev Yu.S., Shetler G.A. *Turbinnoe burenie naklonnykh skvazhin* [Drilling directional wells by turbodrill]. Moscow: Nedra, 1965, 248 p.
16. Annenkov G.G. *Opredelenie zakonmernostey nabora krivizny snaryadom novykh* *konstruktsiy* [Determination of a slide down curvature radius by the drilling with the new constructions BHA]. *«Metodika i tekhnika razvedki»* issue 48. *VITR*, 1964, 52 p.
17. RD 39-2-910-83 *Instruktsiya po bureniyu naklonno-napravlennykh skvazhin* [Instructions for drilling directional wells]. Moscow: *Minnefteprom*, 1983, 152 p.
18. Kalinin A. G. *Burenie naklonnykh skvazhin: Spravochnik / Pod red. A.G. Kalinina* [Slant hole drilling]. M.: *Nedra*, 1990, 348 p.
19. Kalinin A.G., Nikitin B.A., Solodkiy K.M., Pov-alikhin A.S. *Profili napravlennykh skvazhin i komponovki niza buril'noy kolonny* [Profiles directional wells and BHA]. Moscow: *Nedra*, 1995, 300 p.
20. Lyagov I.A. *Analiz rezul'tatov promyslovykh ispytaniy tekhnicheskoy sistemy «Perfobur»*. *Analiticheskii sintez bazovykh uzlov «Perfobura» povyshennoy nadezhnosti dlya bureniya sverkhdlinnykh kanalov po prognoziruemoj traektorii* [Analysis of the results of the perfordrill technical system fields test. Analytical synthesis of the perfordrill main components of high ependability (high reliability) for drilling ultra-long perforation channels along a predicted trajectory]. *Neftegazovoe delo*, 2014, issue 1, pp. 52–76.
21. Shamov N.A., Lyagov A.V., Panteleev D.V., Vasil'ev A.V., Lyagova M.A., Lyagov I.A., Nazarov S.V., Aseev E.G. *Tekhnika i tekhnologiya sozdaniya sverkhglubokikh perforatsionnykh kanalov* [Equipment and technology creation of ultra-deep perforations]. *Elektronnyy nauchnyy zhurnal Neftegazovoe delo*, 2012, issue 2, pp. 131–174. Available at: http://www.ogbus.ru/authors/Shamov/Shamov_1.pdf

channels in concrete block by the new technology with flexible connections.

Results

The article describes the smallest radius of perforation channel curvature drilled by the «Perfordrill» technical system. Analytically and experimentally established that the use in the BHA of Perfordrill special flexible connection allows to drill a channels with a radius of curvature from 3.5 to 12 meters. Modernized Perfordrill BHA can drilling perforations channel with small radius of curvature from 3.5 to 12 meters, controlling their length and trajectory up to 14 meters (on the first stage of the project).

Conclusions

1. Analytically proved that using flexible connections in the composition perfordrill BHA allows to obtain perforation path with minimum curvature radius similar to a circular arc which fits into the layout.

2. The analytic dependence between geometric parameters of compact layout of the technical system «Perfordrill» and path curvature channel is obtained.
3. Possibility to drilling perforations with the smallest curvature radius depending on the diameter of the bit and the linear dimensions of spindle section that is 2.6 m at 200 mm long spindle was estimated and proved by calculation and graphical methods.
4. Analytical comparative profiles of perforations with various curvature radius: 3.5 m, 5.5 m, 7.7 m, 12 m were constructed for functional-designed layouts with centering elements placed in the field of structural technical system «Perfordrill».

Keywords

perforation channel, well completion, positive displacement motor (PDM), bearing section of PDM, radius of curvature, bending moment, flexible-tube, bottom-hole assembly (BHA)