

Турбинно-роторный способ бурения. Возможность применения компоновок, имеющих некоторый угол перекаса

О.В. Филимонов

к.т.н., заведующий группой сертификации, стандартизации и метрологии*

oleg1543@mail.ru

*ООО НПФ «Горизонт», РБ, Октябрьский, Россия

Рассматриваются некоторые положительные и отрицательные аспекты применения турбинно-роторного способа бурения скважин, обосновывается необходимость ограничения угла перекаса применяемых при этом компоновок, предложена технология бурения наиболее опасных участков.

Материалы и методы

1. Анализ вписываемости в скважину применяемых гидравлических винтовых забойных двигателей (ВЗД) имеющих некоторый угол перекаса;
2. Расчет статических и динамических напряжений, возникающих в корпусе ВЗД, имеющего некоторый угол перекаса при бурении с вращением бурильной колонны;
3. Расчет допустимой наработки корпуса ВЗД при циклической нагрузке.

Ключевые слова

турбинно-роторный способ бурения, величина угла перекаса КНБК, интенсивность искривления скважины, динамические напряжения изгиба и кручения, допустимое количество циклов, циклическая нагрузка

При строительстве наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в России традиционно применяется турбинный способ бурения (без вращения бурильной колонны), где в отклоняющих компоновках, как известно, используются гидравлические забойные двигатели — турбобуры и винтовые забойные двигатели с возможностью установки некоторого угла перекаса своей продольной оси. Роторный способ бурения с вращением бурильной колонны сегодня менее распространен, в первую очередь из-за резкого ограничения его применения для направленной проводки скважин.

Основной задачей при бурении скважины является ее проводка в соответствии с заданным профилем в наиболее короткие сроки. При этом, исходя из текущих геологических условий, проектных данных и инклинометрических параметров, определяется необходимость использования отклоняющей компоновки с применением забойного двигателя, имеющего определенный угол перекаса или т.н. «гладкую» компоновку без угла перекаса.

После набора необходимых угловых параметров профиля скважины, как правило, бурится прямолинейный участок в заданном направлении без изменения текущего зенитного угла и азимута. До сих пор такая стабилизация ствола скважины по зенитному углу и по азимуту (при бурении забойными двигателями) достигалась сменой компоновки, имеющей угол перекаса, на «гладкую», без него. Если же протяженность прямолинейного участка незначительна или к началу такого участка ресурс забойного двигателя или долота не выработан, то подъем инструмента для смены компоновки приводит к непроизводительным затратам. В этом случае применяется бурение с периодическим проворотом бурильной колонны, которое позволяет сохранить текущее направление скважины.

Можно производить бурение и с вращением бурильной колонны, имея компоновку с некоторым углом перекаса и учитывая некоторые ограничения. Факторами, ограничивающими бурение с вращением бурильной колонны, имеющей в составе КНБК забойный двигатель с углом перекаса, являются величина угла перекаса забойного двигателя, имеющаяся интенсивность искривления скважины, нагрузка на долото, а также прочностные свойства горной породы стенки скважины, которая может препятствовать вращению компоновки с углом перекаса [1].

Расположение компоновки, имеющей угол перекаса, при бурении со скольжением, показано на (рис. 1а), при бурении с вращением — на (рис. 1б).

При бурении с вращением без нагрузки на долото участок изгиба забойного двигателя, в зависимости от угла перекаса, может находиться в контакте со стенками скважины и иметь положительный или, чаще всего, отрицательный зазор (натяг). Такой натяг создает дополнительный крутящий момент и в месте скольжения корпуса забойного двигателя со стенками скважины возникает т.н. «скользящая опора». Нагрузка на долото при бурении увеличивает радиальную нагрузку на стенку скважины и, соответственно, момент от трения скользящей опоры о стенку скважины [2]. Имеющаяся интенсивность искривления ствола скважины увеличивает натяг между корпусом забойного двигателя и стенкой скважины. Особенно опасным является положение искривленной части забойного двигателя, обратное искривлению скважины (рис. 1б), при этом корпус двигателя при вращении максимально деформируется в момент положения наибольшего натяга, а долото расширяет стенки скважины на эту величину. Причем преодоление вращающейся КНБК искривленного участка скважины происходит скачкообразно, с ударом, от первоначального набора величины момента, необходимого на преодоление имеющегося натяга, с последующим резким «освобождением» корпуса забойного двигателя.

Были рассмотрены шесть наиболее распространенных винтовых забойных двигателей (ВЗД) с диаметрами по корпусу 172...178 мм, имеющих некоторый угол перекаса, по условию их вписываемости при вращении в искривленной скважине расчетной интенсивности. Диаметр долота взят равным $D_d = 215,9$ мм. Длина долота условно принята равной 300 мм. При этом, коэффициент кавернозности, учитывающий увеличение диаметра скважины, не рассматривался, т.е. считалось, что диаметр скважины равен диаметру долота.

Расчетную интенсивность искривления ствола на 10 м i_{10} рассчитываем по формуле [3]:

$$i_{10} = 20 \cdot \frac{\sin(\delta - \beta) \cdot 180}{L_1 + L_2 \cdot \pi}$$

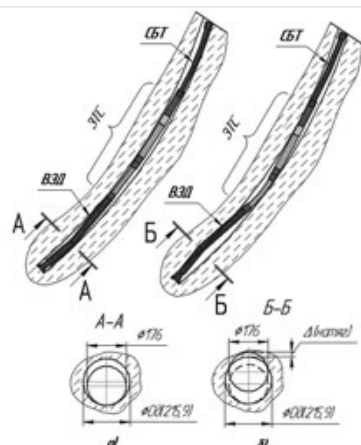


Рис. 1 — Компоновка с углом перекаса альфа в искривленной скважине:
а) при бурении со скольжением, б) при бурении с вращением;
ВЗД — винтовой забойный двигатель; ЗТС — забойная телеметрическая система;
СБТ — стальные бурильные трубы

где

L_1 , м — длина нижней части ВЗД от торца долота до места искривления;
 L_2 , м — длина верхней части ВЗД от места искривления до верхнего торца;
 δ , град — угол перекоса компоновки;
 β , град — угол наклона нижнего плеча ВЗД с углом перекоса к оси скважины;

$$\beta = \arctg \frac{D\delta - d}{L_1}$$

где

D и d , м — диаметры долота и корпуса ВЗД соответственно.

Исходя из полученных расчетных данных (см. таб. 1) видно, что при угле перекоса забойного двигателя 1,25 град ($1^{\circ}15'$) и соответствующей для каждого забойного двигателя расчетной интенсивности искривления скважины имеем значительный переходный натяг. Вращение при таком натяге будет способствовать возникновению дополнительных деформаций корпуса забойного двигателя и крутящих моментов, а также выработке дополнительного объема горной породы за счет увеличения диаметра скважины, доходящего до ~20%.

На рисунке 2 показаны величины отрицательных зазоров (натягов) для исследуемых забойных двигателей с различными углами перекоса.

Из рисунка видно, что уже с углом перекоса 1,0 град корпуса забойных двигателей имеют натяг, а для забойных двигателей ДГР-178 и ДВРЗ-176М даже угол перекоса 0,75 град является причиной появления дополнительных деформаций корпуса и крутящих моментов. Силы, возникающие при этом, отрицательно влияют на работоспособность всех элементов КНБК. Особого внимания в этом смысле заслуживает применение в компоновке забойной телеметрической системы (ЗТС), которая имеет определенные ограничения по ударным и вибрационным нагрузкам, циклически создаваемым моментам и деформациям. Поэтому рекомендуется ограничивать угол перекоса гидравлических забойных двигателей, применяемых при бурении с вращением бурильной колонны. На выбор угла перекоса ВЗД, как видно из результатов расчета по табл. 1, влияет диаметр скважины, который по ряду причин может превышать диаметр долота. Величину этого увеличения учитывают коэффициентом кавернозности.

Таким образом, исходя из условий вписываемости ВЗД в сечение бурящейся скважины, для указанной группы забойных двигателей с углом перекоса 1,25 град, можно рекомендовать их применение при бурении с вращением для скважин с коэффициентом кавернозности, соответствующим (или более) указанному в таблице 1 проценту увеличения диаметра скважины. Для скважин, имеющих коэффициент кавернозности близкий к единице, угол перекоса должен быть не более 1 град, а для ДГР-178 и ДВРЗ-176М — не более 0,75 град (см. рис.2).

При вращении в искривленной скважине КНБК, имеющей в своем составе забойный винтовой двигатель с углом перекоса, корпус двигателя испытывает динамические напряжения изгиба и кручения. Создаваемые нагрузки и

Тип забойного двигателя	Длина ВЗД, м	Длина нижнего плеча до искривления, м	Угол перекоса, град	Интенсивность скважины град/10м	Зазор между вращающимся ВЗД и стенкой скважины, мм	Увеличение диаметра, %
ДГ-176М	5,315	1,815	1,25	2,21	-42,37	6,34
Д5-172	5,65	2,9	1,25	2,74	-43,01	9,71
ДР-178	6,034	2,186	1,25	2,30	-65,38	10,45
ДРУ-172РС	6,542	2,706	1,25	2,42	-79,58	14,58
ДГР-178	7,245	2,18	1,25	2,27	-126,60	16,94
ДВРЗ-176М	7	2,385	1,25	2,57	-129,17	19,55

Таб. 1 — Значения зазоров для некоторых ВЗД при вращении в искривленной скважине. Диаметр долота 215,9 мм.

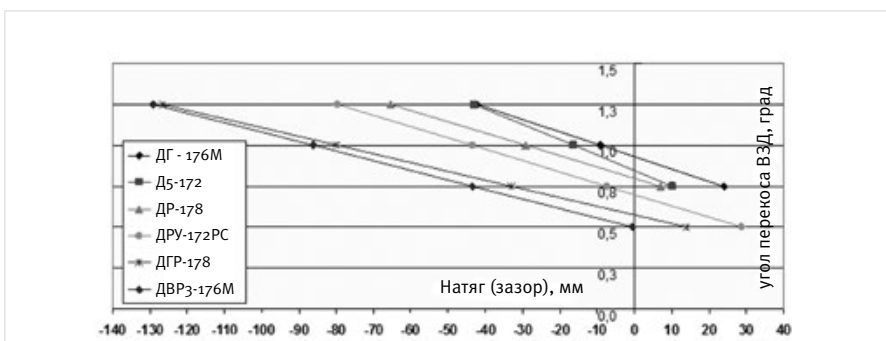


Рис. 2 — Зависимость величины зазора (натяга) от угла перекоса для некоторых ВЗД

Тип ВЗД	Угол перекоса, град	Момент изгиба $M_{изг}$, кН*м	Динамическое эквивалентное напряжение $\sigma_{экв}$, н/мм ²	Запас прочности, n
ДГ-176М	1,25	86,01	813,70	1,11
	1	18,70	176,90	5,09
	0,75	—	—	—
Д5-172	1,25	77,75	718,81	1,25
	1	29,64	274,01	3,28
	0,75	—	—	—
ДР-178	1,25	104,29	986,65	0,91
	1	46,55	440,41	2,04
	0,75	—	—	—
ДРУ-172РС	1,25	108,79	1029,22	0,87
	1	59,45	562,46	1,60
	0,75	10,11	95,67	9,41
ДГР-178	1,25	142,33	1361,80	0,66
	1	89,70	858,25	1,05
	0,75	37,07	354,67	2,54
ДВРЗ-176М	1,25	155,13	1484,29	0,61
	1	103,63	991,51	0,91
	0,75	52,12	498,69	1,80

Таб. 2 — Напряжения корпуса ВЗД с заданным углом перекоса в искривленной скважине

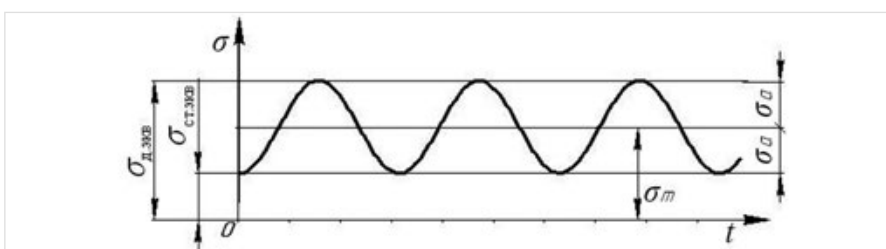


Рис. 3 — Напряжения при циклической нагрузке

возникающие при этом напряжения циклически в соответствии с частотой вращения бурильной колонны [4].

Максимальный изгибающий момент, действующий на корпус ВЗД, равен:

$$M_{изг} = \frac{f \cdot 16 \cdot EJ}{L^2}$$

где
 f , м — перемещение корпуса, вызванное деформацией;
 EJ , кН*м² — жесткость забойного двигателя.
 $EJ=4000$ кН*м²
 E , Н/м² — модуль упругости легированной стали.
 $E=2 \cdot 10^{11}$ Н/м²;
 J , м⁴ — полярный момент инерции;
 L , м — длина забойного двигателя с долотом.

Динамическое напряжение изгиба находим по формуле:

$$\sigma_{дизг} = \sigma_{стизг} \cdot k_d$$

где
 $\sigma_{стизг}$, Н/мм² — статическое напряжение изгиба,
 $k_{дизг}$ — коэффициент динамичности при изгибе.

Статическое напряжение при изгибе находим по формуле:

$$\sigma_{стизг} = \frac{M_{изг}}{W_p}$$

где
 $M_{изг}$, Н*м — момент при изгибе;
 W_p , м³ — полярный момент сопротивления.

Коэффициент динамичности при изгибе находим по формуле:

$$K_d = 1 + \sqrt{1 + \frac{T_o}{P \cdot f}}$$

где
 T_o , — кинетическая энергия вращения ВЗД;
 P , Н — сила, действующая при изгибе;

Кинетическая энергия вращения ВЗД равна:

$$T_o = \frac{J_p \cdot \omega^2}{2}$$

где
 ω , с⁻¹ — частота вращения бурильной колонны.

Динамические напряжения при кручении определяем по формуле:

$$\tau_{дкр} = \tau_{сткр} \cdot k_{кр}$$

где
 $\tau_{сткр}$, Н/мм² — статическое напряжение при кручении;
 $k_{дкр}$ — коэффициент динамичности при кручении.

Статическое напряжение при кручении определяем по формуле:

$$\tau_{сткр} = \frac{M_{тр} \cdot 2}{D_d}$$

где
 $M_{тр}$, Н*м — момент трения, создаваемый силой прижатия корпуса ВЗД к стенке скважины;
 D_d , м — диаметр применяемого долота.

Момент трения определяем по формуле:

$$M_{тр} = P \cdot \mu$$

где
 μ , коэффициент трения стали о породу, $\mu = 0,35$.

Коэффициент динамичности при кручении

$$k_{кр} = 1 + \sqrt{1 + \frac{2 \cdot T_o}{P \cdot \delta_{кр}}}$$

где
 $\delta_{кр}$ — деформация корпуса ВЗД при кручении.

$$\delta_{кр} = \frac{P \cdot D_d^2 \cdot l}{4 \cdot G \cdot J_p}$$

где
 G , Н/мм² — модуль упругости при сдвиге, $G=0,4 \cdot E$.

Эквивалентное статическое и динамическое напряжение, действующее на корпус двигателя при изгибе и кручении, определяем по формуле:

$$\sigma_{экв} = \sqrt{\sigma_{стизг}^2 + 3 \cdot \tau_{сткр}^2}$$

$$\sigma_{дэкв} = \sqrt{\sigma_{дизг}^2 + 3 \cdot \tau_{дкр}^2}$$

При этом показателями циклического напряжения являются σ_a и σ_m (рис. 3), где
 σ_a , Н/мм² — амплитудное циклическое напряжение,

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{дэкв} - \sigma_{экв}}{2}$$

σ_m , Н/мм² — среднее циклическое напряжение,

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{дэкв} + \sigma_{экв}}{2}$$

Запас прочности определяем по формуле:

$$n = \frac{\sigma_T}{\sigma_a}$$

где
 σ_T — предел текучести материала корпуса ВЗД.

Для термообработанных хромоникелевых сплавов сталей принимаем $\sigma_T = 900$ Н/мм².

Результаты расчетов возникающих напряжений для выбранных типов ВЗД приведены в таблице 2.

Из таблицы видно, что лишь у двух типов ВЗД (ДГ-176М, Д5-172) с углом перекоса 1,25 град (1°15') эквивалентное динамическое напряжение оскз меньше от применяемого материала и лишь у Д5-172 запас прочности более 20% ($n=1,25$). А для двух типов ВЗД из исследуемых (ДГР-178, ДВРЗ-176М) даже угол перекоса 1 град является критическим, так как возникающие при этом напряжения превышают предел текучести применяемого материала.

Допускаемое количество циклов при циклической нагрузке определяем по формуле [5]:

$$[N] = \left[\frac{A \cdot C_i}{\sigma_a - \frac{B}{n_v}} \right]^2$$

где
 A , МПа — характеристика материала, $A=0,6 \cdot 10^5$ для аустенитной стали;
 B — характеристика материала, $B=0,4 \cdot \sigma_{в/т}$;
 $\sigma_{в/т}$, МПа — временное сопротивление материала при заданной температуре, для стали 40ХНМА при средней температуре эксплуатации 60°C $\sigma_{в/т} = 1600$ МПа;
 C_i — поправочный коэффициент, учитывающий температуру эксплуатации t . Температуру эксплуатации принимаем равной средней температуре эксплуатации забойного оборудования $t=50^\circ\text{C}$.

Для сталей

$$C_i = \frac{2300 - t}{2300} = \frac{2300 - 60}{2300} = 0,974$$

$$\bar{\sigma}_a = \max \left\{ \sigma_a; \frac{B}{n_v} \right\}$$

В таб. 3 приведены расчетные допустимые значения количества циклов [N] создаваемой переменной нагрузки, на корпуса исследуемых ВЗД.

Из таб. 2 и 3 видно, что самым неблагоприятным условием работы является бурение с вращением ВЗД, имеющим угол перекоса 1,25 град. При этом допустимое количество циклов $[N] \leq 10^5$, а запас прочности лишь у одного из представленных типов ВЗД больше 1,2 (Д5-172). Угол перекоса 1 град. является более приемлемым для заявленных условий (диаметр и интенсивность искривления скважины), однако для забойных двигателей ДГР-178 и ДВРЗ-176М, имеющих запас прочности менее 1,2, недопустим и такой угол. Для этих типов ВЗД бурение с вращением бурильной колонны возможно, если их угол перекоса не будет превышать 0,75град.

Как правило, при сочетании турбинного и роторного способов бурения, последний составляет не более 10% от общего времени наработки, применяемого при этом ВЗД. Таким образом, если межремонтный период ВЗД составляет не более 250 часов, то бурение с вращением бурильной колонны, имеющей ВЗД с некоторым углом перекоса, занимает около 25 часов.

При вращении компоновки с частотой $n=60$ об/мин, допустимая наработка [N]60 в часах определится как

$$[N]_{60} = \frac{[N]}{n \cdot 60}$$

В таб. 3 и на рис. 4 представлена допустимая наработка [N]60 ВЗД при вращении с бурильной колонной в изогнутой скважине с частотой вращения $n=60$ об/мин.

Из таб. 3 и рис. 4 видно, что лишь забойный двигатель Д5-172 с углом перекоса 1,25 град имеет допустимую наработку [N]60>25 часов. А для забойных двигателей ДГР-178 и ДВРЗ-176М можно рекомендовать работу с углом перекоса не более 0,75 град.

Для уменьшения влияния натяга при вращении забойного двигателя с перекосом в искривленной скважине рекомендуется применять некоторые технологические ограничения:

- перед началом вращения необходимо пробуричь интервал скважины на длину КНБК с проворотом бурильной колонны на 90 градусов через каждый метр проходки.
- начинать бурение с проработки ствола скважины с вращением бурильного инструмента на высоту бурильной трубы (10...12м).
- после окончания проработки ствола скважины, дойдя до забоя, начать бурение с плавным увеличением нагрузки до 20...30 кН.
- продолжать бурение с минимальной нагрузкой не более 20...30 кН на глубину, равную длине КНБК (долото+забойный двигатель с отклоняющим переводником+забойная телеметрическая система) плюс длина не менее одной бурильной трубы (10...12м).
- дальнейший процесс бурения с вращением бурильного инструмента разрешается производить с нагрузкой на долото согласно плану бурения.

Угол перекаса	ДГ-176М		Д5-172		ДР-178		ДРУ-172РС		ДГР-178		ДВРЗ-176М	
	[N] *10 ⁵	[N] ₆₀ , ч	[N] *10 ⁵	[N] ₆₀ , ч	[N] *10 ⁵	[N] ₆₀ , ч	[N] *10 ⁵	[N] ₆₀ , ч	[N] *10 ⁵	[N] ₆₀ , ч	[N] *10 ⁵	[N] ₆₀ , ч
1,25	0,8	22,5	1,0	28,9	0,6	15,3	0,5	14,1	0,3	8,0	0,2	6,77
1	17	476,3	7,2	198,5	2,8	76,9	1,7	47,1	0,7	20,2	0,5	15,16
0,75	-	-	-	-	-	-	58,6	1628	4,3	118,5	2,2	59,94

Таб. 3 — Допустимое количество циклов и допустимая наработка при циклической нагрузке ВЗД

Бурение турбинно-роторным способом необходимо производить с контролем крутящего момента на роторе.

Итоги

Результаты анализа и расчетов рекомендованы к применению технологической службе предприятия при определении допустимого угла перекаса применяемых

компоновок для турбинно-роторного способа бурения скважин.

Выводы

1. Для применения турбинно-роторного способа бурения с вращением бурильной колонны необходимо ограничивать угол перекаса из условия вписываемости компоновки в профиль скважины с учетом твердости разбуриваемых пород и коэффициента кавернозности.
2. При вращении бурильной колонны, имеющей компоновку с углом перекаса, в искривленном участке скважины необходимо ограничивать частоту вращения и нагрузку на долото до выхода КНБК из этого участка.
3. Турбинно-роторный способ бурения, в зависимости от величины создаваемого натяга компоновкой с углом перекаса, способствует увеличению циклической нагрузки с ударами и вибрацией, влечет за собой дополнительный износ и сокращение срока службы элементов КНБК.

Список используемой литературы

1. Попов А.Н., Спивак А.И., Акбулатов Т.О. и др.; 2007. — 508с, Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр».
2. Калинин А.Г., Кульчицкий В.В. Естественное и искусственное искривление скважин: Учебное пособие для вузов. Москва-Ижевск: НИЦ Регулярная и хаотическая динамика. Институт компьютерных исследований, 2006. 640 с.
3. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие под ред. Калинина А.Г. М.: Недр-Бизнесцентр. 2001. 450 с.
4. Писаренко Г.С., Яковлев А.П., Матвеев В.В. Справочник по сопротивлению материалов. Киев: Наукова думка, 1975. 704 с.
5. ГОСТ Р 52857.6-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность при малоцикловых нагрузках. Москва: Стандартинформ, 2008.



Рис. 4 — Допустимая наработка ВЗД с заданным углом перекаса в искривленной скважине при вращении бурильной колонны

ENGLISH

DRILLING

Turbine and rotary drilling. Possibility of layouts having some misalignment

UDC 622.24

Authors:

Oleg V. Filimonov — ph.d., head of group certification, standardization and metrology; oleg1543@mail.ru

Horizon NPF Ltd., October, Russian Federation

Abstract

We consider some of the positive and negative aspects of using a turbo-rotor method of drilling wells, the necessity of limiting the angle of tilt used in this layout, the technology of drilling the most dangerous areas.

Materials and methods

1. Analysis of the well vpsiyaemosti used hydraulic screw downhole motors (PDM) with some skew angle;
2. Calculation of statistical and dynamic stresses in the housing PDM having some misalignment when drilling with the drill string rotation;
3. Calculation of allowable housing

developments PDM under cyclic loading.

Results

The results of the analysis and calculations are recommended for use technology service company in determining the allowable skew angle configurations used for the turbine and rotary method of drilling wells.

Conclusions

1. To use a turbo-rotor method of drilling with the drill string rotation is necessary to limit the skew angle of the layout in terms vpsiyaemosti well profile with the rock hardness and coefficient of cavernous.
2. By rotating the drill string having a skew

angle from the arrangement in the curved section of the well is necessary to limit speed and WOB to exit this portion of the BHA.

3. Turbine and rotary drilling method, depending on the size of the layout created tension with the angle of tilt, increases cyclic loading with shock and vibration, entails additional wear and shorten the life of BHA.

Keywords

turbine and rotary drilling method, the amount of skew angle BHA intensity deviated wells, dynamic bending and torsional stress, the maximum number of cycles, the cyclic load

References

1. Kalinin A.G., Levitsky, A.Z., Messer A.G., Soloviev N.V., *Prakticheskoe rukovodstvo po tekhnologii bureniya skvazhin na zhidkie i gazoobraznye poleznye iskopaemye. Spravochnoe posobie* [A Practical Guide to drilling technology for liquid and gaseous minerals. A Reference Guide]. Nedra-Biznestsentr, 2001, 450 p.
2. Kalinin A.G., Kulchitskiy V.V. *Estestvennoe i iskusstvennoe iskrivlenie skvazhin*.

- Uchebnoe posobie dlya vuzov* [Natural and artificial distortion wells. Textbook for high schools]. Moscow-Izhevsk: NITS "Regular and Chaotic Dynamics", Institute of Computer Studies, 2006, 640 p.
3. Popov A.N., Spivak A.I., Akbulatov T.O. etc. *Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin. Uchebnik dlya vuzov* [The technology of drilling oil and gas wells. Textbook for high schools]. Nedra-Biznestsentr, 2007. 508.

4. Pisarenko G.S., Yakovlev A.P., Matveev V.V. *Spravochnik po soprotivleniyu materialov* [Reference materials strength]. Kiev: Dumka, 1975. 704.
5. GOST R 52857.6-2007 *Sosudy i apparaty. Normy i metody rascheta na prochnost'. Raschet na prochnost' pri malotsiklovyykh nagruzkakh* [Vessels and vehicles. Limits and methods of strength calculation. Calculation of the strength in low-cycle loading]. Moscow: Standartinform, 2008.