

УДК 624.042.1:622.24.053.6

В. А. Филатов, И. А. Каминский

ИЗГИБАЮЩИЕ НАГРУЗКИ НА БУРИЛЬНУЮ ТРУБУ ПРИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОМ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Рассматривается область применения наклонно направленного бурения скважин. Такая технология в первую очередь характерна для кустового бурения на суше и с морских буровых платформ. Оценивается величина изгибающего усилия и момента на десятиметровом участке ряда бурительных труб в зависимости от кривизны скважины, модуля упругости материала трубы и осевого момента инерции ее сечения. Приводится зависимость напряжения на изгиб при постоянной кривизне скважины от наружного диаметра бурительной трубы, даются рекомендации о применении труб определенного условного диаметра при различной кривизне скважин.

К л ю ч е в ы е с л о в а: наклонно направленное бурение скважин, изгибающие моменты бурительных труб, кривизна скважины.

The authors consider the scope of application of inclined directional well drilling. This technology is characteristic first of all for cluster drilling on land and offshore drilling platforms. Value of bending force is estimated as well as torque on a ten-meter plot of a number of drill pipes depending on the well curvature, modulus of elasticity of the pipe material and axial moment of inertia of its cross-section. The article shows the dependence of curve voltage under constant well curvature from the outside diameter of drill pipes and provides recommendations on use of pipes of certain nominal diameter with different well curvature.

K e y w o r d s: inclined-directional well drilling, bending moments of drill pipes, well curvature.

При строительстве эксплуатационных скважин на морских месторождениях, а также в сложных природно-климатических условиях на суше (горы, овраги, болота, леса) широко применяется кустовое бурение [1]. В этом случае забои располагаются на определенном расстоянии друг от друга в соответствии с проектом бурения куста, а устья — на общей площадке. Группа, состоящая не менее чем из трех скважин, называется кустом, если их устья находятся на одной площадке на расстоянии не более 50 м. Минимальное расстояние между устьями должны быть около 3 м, что определяется необходимостью размещения бурового, ремонтного и эксплуатационного оборудования. Максимальное расстояние между забоями может достигать несколько километров, что определяется протяженностью скважин в горизонтальном направлении.

При кустовом бурении снижаются затраты, приходящиеся на одну скважину, но каждая законченная скважина, как правило, консервируется до завершения бурения остальных скважин из условий противопожарной безопасности. Это увеличивает сроки ввода в эксплуатацию скважин в кусте.

Кустовое бурение может быть реализовано только за счет строительства наклонно направленных скважин, у которых фильтры специально установлены в определенных точках пласта в нужном направлении (например, в горизонтальном) [2].

Если ствол отклоняется от вертикали, проведенной через центр устья, на величину не более 10 % от глубины скважины, то она считается вертикальной. Наклон ствола скважины в любом сечении определяется тремя параметрами [3]:

1) зенитным углом α , который показывает отклонение оси скважины от вертикали;

2) азимутом скважины ϕ , который показывает угол между вертикальной плоскостью, проходящей через северный магнитный полюс по устью, и вертикальной плоскостью, в которой лежит ось наклонной скважины;

3) кривизной скважины, которая характеризует приращение зенитного угла на определенном участке.

Скважины одного куста бурят с одинаковой интенсивностью набора кривизны (не более 2° на 10 м длины) для исключения встречи стволов [2].

Основным преимуществом наклонно направленных скважин по сравнению с вертикальными является увеличение дебита в 2...8 раз. Основные недостатки направленных скважин [4]:

1) сравнительно высокая стоимость;

2) больше на 20...30 % нагрузка на талевую систему при подъеме бурильной колонны из-за преодоления больших сил трения колонны о стенки скважины. Для уменьшения трения рекомендуют применять верхний привод;

3) в стволах с большим углом наклона не исключено оседание шлама на их нижних стенках;

4) на резко искривленных участках под действием веса бурильной колонны может создаваться желоб небольшой ширины, который затрудняет проход инструмента и утяжеленных бурильных труб.

Наклонно направленные скважины классифицируют в зависимости от радиуса искривления [5]:

1. Скважины с большим радиусом искривления (290...900 м и горизонтальным участком до 2500 м) характеризуются приращением угла искривления от $0,8^\circ/10$ м до $2,0^\circ/10$ м.

2. Скважины со средним радиусом искривления (50 м и горизонтальным участком до 2500 м) характеризуются приращением угла искривления от $2,0^\circ/10$ м до $12^\circ/10$ м.

3. Скважины с малым радиусом искривления (6...12 м и горизонтальным участком 90...300 м) характеризуются приращением угла искривления от $5^\circ/10$ м до $10^\circ/10$ м.

Оценим величину изгибающего усилия для ряда бурильных труб с приращением угла искривления скважин $0,8^\circ/10$ м; $2,0^\circ/10$ м; $5,0^\circ/10$ м; $10^\circ/10$ м и $12^\circ/10$ м. Величина радиальной сосредоточенной силы P (МН) в середине десятиметрового участка бурильной трубы на двух концевых опорах определяется выражением [6]:

$$P = \frac{16\alpha_\delta EJ}{l^2}, \quad (1)$$

где $\alpha_\delta = \frac{\alpha\pi}{2 \cdot 180}$ — угол поворота концевых сечений участка бурильной трубы (рад); α — кривизна скважины — приращение угла искривления на участке 10 м (град/10 м); $E = 2,06 \cdot 10^5$ — модуль упругости материала бурильной

трубы (МПа); $J = \frac{\pi D^4}{64} \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right]$ — осевой момент инерции сечения бурильной трубы (м⁴); D и d — наружный и внутренний диаметр бурильной трубы, м; $l = 10$ м — десятиметровый участок бурильной трубы.

Изгибающий момент M (МН·м) определяется выражением [6]

$$M = \frac{P l}{2 \cdot 2}. \quad (2)$$

С учетом последней информации упрощаем выражение (2).

$$M = \frac{Pl}{4} = \frac{16\alpha \cdot 3,14 EJ \cdot 10}{10^2 \cdot 360 \cdot 4} = 0,0034889\alpha EJ. \quad (3)$$

Напряжение на изгиб $\sigma_{\text{изг}}$ (МПа) участка бурильной трубы определяется выражением [6]

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{M}{W}, \quad (4)$$

где $W = \frac{\pi D^3}{32} \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right]$ — момент сопротивления сечения бурильной трубы, м³.

Подставляя в формулу (4) M и W , после упрощения получаем зависимость напряжения на изгиб от α и D :

$$\sigma_{\text{изг}} = 0,0034889 \frac{\pi D^4 \alpha \cdot 2,06 \cdot 10^5 \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right] 32}{64 D^3 \left[1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right]} = 359,356\alpha D. \quad (5)$$

Обращаем внимание, что величина напряжения на изгиб при постоянной кривизне скважины зависит только от наружного диаметра бурильной трубы и не зависит от ее толщины. Это объясняется тем, что при фиксированном угле поворота концевых сечений трубы с увеличением ее толщины пропорционально растут изгибающее усилие и момент сопротивления сечения. Характеристика прочности стали бурильных труб приведена в табл. 1. Допускаемые напряжения взяты с запасом прочности 1,3. Размеры, погонная масса [7] и рабочие напряжения на изгиб бурильных труб в зависимости от их наружного диаметра и кривизны скважины приведены в табл. 2.

Т а б л и ц а 1

Характеристика прочности стали бурильных труб

Показатели	Группы прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление разрыву, МПа	637	687	735	784	882	980	1078
Предел текучести, МПа	373	490	539	637	735	882	980
Допускаемое напряжение на изгиб, МПа	287	377	415	490	565	678	754

Т а б л и ц а 2

Размеры, масса и рабочие напряжения на изгиб бурильных труб

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы D , мм	Внутренний диаметр трубы D , мм	Масса 1 м трубы, кг	Напряжения $\sigma_{из}$ при кривизне скважины, $\alpha^\circ / 10$ м, МПа				
				0,8	2,0	5,0	10,0	12,0
60	60,3	46,3 42,3	9,15 11,3	17,33	43,34	108,3	216,7	258,7
73	73,0	59,0 55,0 51,0	11,4 14,2 16,8	20,99	54,47	131,2	252,3	314,8
89	89,0	75,0 71,0 67,0	14,2 17,8 21,2	25,59	63,96	159,9	319,8	383,8
102	101,6	87,6 85,6 83,6 81,6	16,4 18,5 20,4 22,4	29,21	73,02	182,6	365,1	438,1
114	114,3	100,3 98,3 96,3 94,3 92,3	18,5 20,9 23,3 25,7 28,0	32,86	82,15	205,4	410,7	492,9
127	127,0	113,0 111,0 109,0 107,0	20,7 23,5 26,2 28,9	36,51	91,28	228,2	456,4	547,7
140	139,7	123,7 121,7 119,7 117,7	26,0 29,0 32,0 35,0	40,16	99,90	251,0	502,0	603,4
168	168,3	150,3 148,3	35,3 39,0	48,38	121,0	302,4	604,8	725,8

Из сравнения рабочих (табл. 2) и допускаемых (табл. 1) напряжений на изгиб следуют выводы:

1) при кривизне скважины $\alpha \leq 2,0^\circ/10$ м возможно применение труб с группой прочности стали Д условным диаметром 60...168 мм;

2) при кривизне скважины $\alpha \leq 5,0^\circ/10$ м м возможно применение труб с группой прочности стали Д условным диаметром 60...140 мм и труб с группой прочности стали К условным диаметром 168 мм;

3) при кривизне скважины $\alpha \leq 10,0^\circ/10$ м м возможно применение труб с группой прочности стали К условным диаметром 60...102 мм; труб с группой прочности стали Е условным диаметром 114 мм; труб с группой прочности стали Л условным диаметром 127 мм; труб с группой прочности стали М условным диаметром 140 мм и труб с группой прочности стали Р условным диаметром 168 мм;

4) при кривизне скважины $\alpha \leq 12,0^\circ/10$ м возможно применение труб с группой прочности стали К условным диаметром 60...73; труб с группой прочности стали Е условным диаметром 89 мм; труб с группой прочности стали Л условным диаметром 102 мм; труб с группой прочности стали М условным диаметром 114...127 мм; труб с группой прочности стали Р условным диаметром 140 мм и труб с группой прочности стали Т условным диаметром 168 мм.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Проектирование обустройства морских нефтегазовых месторождений. М., 2005. С. 129—130.
2. Булатов А. И., Проселков Ю. М. Морские нефтегазовые сооружения. Техника и технология разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений. Краснодар, 2006. С. 38—39.
3. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М., 2004. С. 253—254.
4. Maurer K. C. Recent advances in horizontal drilling // J.C.P.T. 1995. № 9. P. 25—33.
5. Зозуля Г. П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. М., 2009. С. 25—28.
6. Александров А. В. Сопротивление материалов. М., 2008. С. 225—234.
7. Буровое оборудование: Справочник. Т. 1. М., 2000. С. 113—115.
1. Proektirovanie obustroistva morskikh neftegazovykh mestorozhdenii. M., 2005. S. 129—130.
2. Bulatov A. I., Proselkov Yu. M. Morskie neftegazovye sooruzheniya. Tekhnika i tekhnologiya razrabotki i ekspluatatsii morskikh neftegazovykh mestorozhdenii. Krasnodar, 2006. S. 38—39.
3. Vadetskii Yu. V. Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. M., 2004. S. 253—254.
4. Maurer K. C. Recent advances in horizontal drilling // J.C.P.T. 1995. № 9. P. 25—33.
5. Zozulya G. P. Osobennosti dobychi nefiti i gaza iz gorizontaľnykh skvazhin. M., 2009. S. 25—28.
6. Aleksandrov A. V. Soprotivlenie materialov. M., 2008. S. 225—234.
7. Burovye oborudovanie: Spravochnik. T. 1. M., 2000. S. 113—115.

© Филатов В. А., Каминский И. А., 2014

Поступила в редакцию
в феврале 2014 г.

Ссылка для цитирования:

Филатов В. А., Каминский И. А. Изгибающие нагрузки на бурильную трубу при наклонно направленном бурении скважин // Интернет-вестник ВолгГАСУ. Сер.: Политематическая. 2014. Вып. 3(34). Ст. 12. Режим доступа: <http://www.vestnik.vgasu.ru/>

For citation:

Filatov V. A., Kaminskii I. A. [Bending loads on drill pipe under inclined directional well drilling]. *Internet-Vestnik VolgGASU*, 2014, no. 3(34), paper 12. (In Russ.). Available at: <http://www.vestnik.vgasu.ru/>