



УДК 681.5.017

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА МЕТОДОМ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Богданов Р. М., Лукин С. В.

Институт механики УНЦ РАН, Уфа

Аннотация. В последнее время нефте- и газопроводы прокладывают не по дну водоема, а в скважинах под водоемом, для чего проводят наклонное и горизонтальное бурение. При этом в конструкции низа буровой колонны происходят поломки. Теория горизонтального бурения еще не разработана. Приведено решение задачи об определении внутренних усилий в буровой колонне при наклонном и горизонтальном бурении и их изменение в результате взаимодействия с грунтом.

Проблема определения внутренних сил, расчет прочности и долговечности колонны бурильных труб содержит много аспектов. Это связано с тем, что бурильная колонна бывает вертикальная и наклонная, вращающаяся и не вращающаяся, одновременно имеются растянутые и сжатые части. В связи с этим возникает проблема о форме упругой линии в растянутой и сжатой частях. Бурильная колонна движется в скважине и взаимодействует со стенками скважины, возникает реакция стенок скважины и силы сопротивления. Необходимо определить продольную силу в забое и мощности, затрачиваемой на холостое вращение бурильной колонны. В настоящее время глубины скважин достигают

8000 м и более и, соответственно, возросли трудности решения проблем, перечисленных выше. В работах [1, 2] были изложены основные результаты проведенных исследований по решению этих задач. По результатам исследований была разработана методика расчета напряженно-деформированного состояния буровой колонны в процессе строительства подводного перехода для магистрального нефтепровода методом направленного бурения [3]. В соответствии с методикой был разработан программный комплекс (ПК) по расчёту прочности буровой колонны (РПБК). ПК обеспечивает возможность выполнения следующих функций:

- расчет напряженно-деформированного состояния буровой колонны;
- расчет колонны труб на устойчивость;
- расчет запаса усталостной прочности колонны труб;
- расчет малоциклового усталости для буровых труб;
- расчет малоциклового усталости резьбовой части буровой колонны;
- расчет допустимых величин продольных (тягово-толкающих) усилий и крутящего момента;
- определение изгибающего момента для элементов КНБК;
- разработка компоновок бурового инструмента применительно к условиям строительства подводного перехода;
- определение изгибающего момента для элементов КНБК.

Таблица 1. Перечень параметров используемых в реализуемой методике

Наименование параметра	Обозначение	Размерность
Параметры скважины		
Угол входа скважины	φ_-	град.
Угол выхода скважины	φ_+	град.
Зенитный угол	θ	град.
Азимутный угол	ϕ	град.
Визирный угол	φ	град.

Наименование параметра	Обозначение	Размерность
Диаметр участка	D_{cl}	м
Длина участка	L_1	м
Радиус кривизны участка профиля	R_1	м
Длина скважины по оси	L	м
Параметры трубопровода		
Наружный диаметр	D_m	м
Внутренний диаметр	d_m	м
Толщина стенки	δ_m	м
Наружный диаметр с учетом изоляционного покрытия	D_{mu}	м
Плотность материала	ρ	кг/м ³
Предел текучести материала	σ_T, σ_{02}	МПа
Предел прочности материала	σ_2	МПа
Модуль Юнга материала	E	МПа
Коэффициент Пуассона	μ	
Момент инерции сечения	J_m	м ⁴
Момент сопротивления сечения	W_m	м ³
Изгибная жесткость	$(EI)_m$	Нм ²
Плотность жидкости в трубопроводе либо эквивалентная плотность балластировочного заполнителя	ρ_i	кг/м ³
Плотность жидкости в кольцевом пространстве за трубопроводом	ρ_e	кг/м ³
Площади сечений трубопровода		
По наружному диаметру	S_n	м ²
Проходного сечения труб	S_2	м ²
По телу трубы	S_m	м ²
По наружному диаметру с изоляционным покрытием	$S_{:u}$	м ²
По изоляционному покрытию (с учетом толщины)	S_u	м ²
Весовые характеристики трубопровода		
Трубопровод	q_m	Н/м
Трубопровод с изоляцией	q_{mu}	Н/м

Наименование параметра	Обозначение	Размерность
Трубопровод с изоляцией, в буровом растворе, без заполнения или балансировки	q_{o1}	Н/м
Трубопроводе изоляцией, в буровом растворе, с заполнением или балластировкой	q_o	Н/м
Параметры изоляционного покрытия		
Толщина	δ_u	м
Плотность материала	ρ_u	кг/м ³
Вес изоляции на ед. длины трубопровода	q_u	Н/м
Параметры бурильной колонны		
Наружный диаметр	D	м
Внутренний диаметр	d	м
Толщина стенки	δ	м
Вес единицы длина	$q_1; m_1$	Н/м
Вес единицы длины в буровом растворе	$q_{o1}; m_2$	Н/м
Момент инерции сечения	j	м ⁴
Изгибная жесткость	E	Нм ²
Прочие параметры		
Максимальная сила тяги буровой установки	T_{1C}	кН
Давление на выходе нагнетательной линии	p_n	МПа
Подача насосов	QZ	м ³ /с
Усилие, действующее на расширитель	T_p	кН
Скорость движения трубопровода	V	м/с
Плотность бурового раствора	$\rho_{1@}$	кг/м ³
Динамическое напряжение сдвига бурового раствора	$\tau_{>}$	Па
Коэффициенты трения		
При движении трубопровода по скважине	f	

Наименование параметра	Обозначение	Размерность
При движении трубопровода на роликовых опорах	f_{on}	
При вращении буровой колонны	f'	
Ускорение свободного падения	$g = 9.81$	м/с^2

Задача расчета напряженно-деформированного состояния буровой колонны.

Для решения этой задачи необходима следующая исходная информация:

1. Граничные и начальные условия (осевое усилие в начале буровой колонны (Н), крутящий момент (Нм), давление жидкости (МПа), расход жидкости (л/с), плотность жидкости (кг/м^3).

2. Параметры буровой колонны (внешний диаметр (м), внутренний диаметр (м), плотность материала (кг/м^3), модуль упругости (МПа), коэффициент Пуассона, радиус скважины (м)).

3. Длина, коэффициент трения, зенитный и азимутный углы каждого участка прохода буровой колонны.

Кроме этого можно выбрать для расчета часть длины буровой колонны.

В результате расчётов получаем распределение осевого усилия по длине трубы, вертикальной поперечной силы, горизонтальной поперечной силы, крутящего момента, вертикального изгибающего момента и горизонтального изгибающего момента в зависимости от граничных условий. На рис. 1 показано распределение осевой силы при осевом усилии в $2 \cdot 10^5$ Н, крутящем моменте 17000 Нм для трубы с внешним диаметром 0,149 м и внутренним диаметром 0,131 м.

Задача расчета колонны буровых труб на устойчивость

Для решения этой задачи используются данные для внешнего и внутреннего диаметра, значение осевого усилия, модуль упругости, длина буровой колонны и длина трубы. Для стандартных

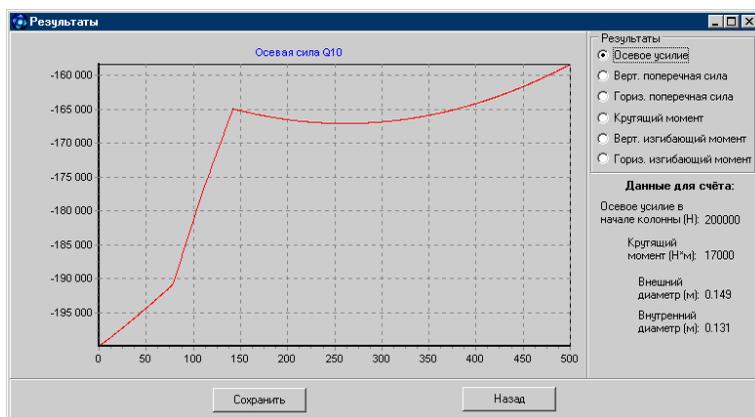


Рис. 1. Распределение осевого усилия по длине колонны бурильных труб

данных (модуль упругости 0,2 МПа, длина трубы 9,5 м, внешний диаметр 0,168 м, внутренний диаметр 0,131 м, осевое усилие 400 кН, длина буровой колонны 300 м) получаем критическую сжимающую силу (при схеме работы «от себя») равную 539 кН, и критический крутящий момент (при схеме работы «от себя» или «на себя») 136269 Нм.

Задача расчета запаса усталостной прочности колонны труб.

Для решения этой задачи необходима следующая исходная информация (рис. 2).

Для решения используется следующий алгоритм:

1. Задаются исходные данные по колонне буровых труб:
 - информация о буровой трубе (диаметры, свойства металла трубы);
 - величины нагрузок (осевого усилия, крутящего и изгибающих моментов).
2. Определяются эквивалентные напряжения, амплитуда и среднее эквивалентное напряжения цикла.
3. Определяется величина коэффициента запаса многоцикло-вой усталостной прочности.

Расчет коэффициента усталостной прочности

Параметры трубы :	Силы, моменты, давления :	Характеристики материала :
Внешний диаметр D (м) : 0,1683	Продольная сила Q10 (Н) : 370000	Модуль упругости E (МПа) : 200000
Внутренний диаметр d (м) : 0,1499	Изгибающий момент M30 (Н*м) : 3000	Предел прочности Sb (МПа) : 1010
Коэффициент Em : 0,6	Крутящий момент M10 (Н*м) : 5500	Предел текучести St (МПа) : 940
Коэффициент Eп : 0,45	Давление раствора p (атм) : 50	Относит. удлинение при разрыве Dt (до) : 0,135
Коэффициент A : 1	Коэффициент влияния асимметрии цикла P : 0,3	Запас по долговечности NN : 10

30
1000000

Рис. 2

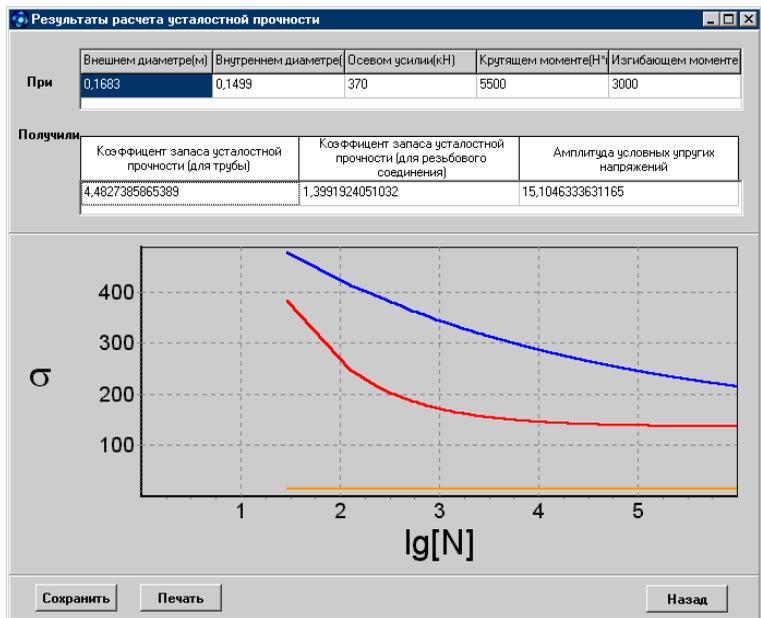


Рис. 3

Определение максимально допустимых усилий

Входные данные:

Внешний диаметр трубы (м):	0,168	Давление раствора p (атм):	50
Внутренний диаметр трубы (м):	0,149	Коэффициент влияния асимметрии цикла Ps:	0,3
Длина трубы (м):	9,5	Модуль упругости E (МПа):	200000
Длина буровой колонны (м):	300	Предел прочности Sb (МПа):	1010
Коэффициент Em:	0,6	Предел текучести St (МПа):	940
Коэффициент En:	0,45	Запас по долговечности NN:	10
Коэффициент A:	1	Запас усталостной прочности NSigma (РЕКОМЕНДУЕТСЯ БРАТЬ НЕ МЕНЬШЕ 2):	2
Относит. удлинение при разрыве Dt (доли):	0,135		
Подбирать значения осевого усилия из интервала (кН):	от 10	до 800	
Изгибающий момент (Н*м):	3000		

Расчет Результаты Назад

Рис. 4

При значении коэффициента запаса многоциклового усталостной прочности менее единицы возможно разрушение колонны буровых труб от малоциклового усталости.

Задача расчета малоциклового усталости резьбовой части буровой колонны.

В результате расчётов получаем кривые разрушения металла и амплитуду условных упругих напряжений. В частности результаты могут быть представлены в следующей форме (рис. 3).

Задача расчета допустимых величин продольных (тягово-толкающих) усилий и крутящего момента.

Для решения этой задачи необходима следующая исходная информация (рис. 4).

Определение продольных (тягово-толкающих) усилий и крутящего момента определяются из условия прочности. Причем в качестве определяющей величины используется значение коэффициента запаса многоциклового усталостной прочности. Использование в расчетах коэффициента запаса многоциклового усталостной прочности позволяет пользователю выбрать тип нагружения (многоциклового или малоциклового) в зависимости от значения (больше или меньше единицы) и величину необходимого запаса прочности для многоциклового типа нагрузок.

Результатом расчетов является пара значений допустимых тягово-толкающих усилий и крутящего момента, удовлетворяющих соответствующим технологическим требованиям процесса строительства.

Задача определения изгибающего момента для элементов КНБК.

Проведенные исследования [3] показали, что одной из основных причин возникновения аварийных ситуаций являются усилия, возникающие в районе КНБК. Причем определяющим является значение изгибающего момента.

На основании полученных данных строится график зависимости величины изгибающего момента от длины и определяется его максимальное значение.

В результате решения получаем зависимость осевого усилия от крутящего момента для заданных значений и зависимость критического крутящего момента от длины бурильной колонны. В частности результаты могут быть представлены в следующей форме (рис. 5).

Задача разработки компоновок бурильного инструмента применительно к условиям строительства подводного перехода.

Вид компоновки КНБК может оказывать решающее значение с точки зрения безаварийной работы в процессе строительстве подводных переходов. Связано это с тем фактом, что ее элементы обладают различными свойствами с точки зрения прочности и могут изменяться в зависимости от места расположения

(компоновки). В этой связи необходимо проводить соответствующие расчеты для различных компоновок КНБК с целью определения наиболее уязвимых мест с точки зрения надежности.

В наиболее общем виде компоновку КНБК для процессов строительства подводного перехода можно представить в следующем виде (см. рис. 6).

С точки зрения расчетов КНБК на усталостную прочность и долговечность компоновку можно представить в виде двух элементов: резьбовое соединение и труба. Тогда компоновка КНБК будет представлять из себя чередование двух этих элементов. Каждый из этих элементов будет характеризоваться следующими параметрами:

- диаметры наружный и внутренний;
- длина элемента;
- характеристики свойств металла;
- тип элемента (труба/резьбовое соединение).

Имея такого рода информацию можно для каждого из элементов КНБК определить эквивалентные средние напряжения, величину коэффициента запаса многоциклового усталостной прочности и как следствие зону работы (малоцикловая прочность/ многоцикловая усталостная прочность) и долговечность. Для такого рода расчетов используем зависимости, разработанные ранее.

Задача определения изгибающего момента для элементов КНБК.

Для решения этой задачи необходима следующая исходная информация (рис. 7).

Для каждого из элементов КНБК определяется максимальная величина изгибающего момента.

В результате решения получаем график зависимости величины изгибающего момента от длины трубы. В частности результаты могут быть представлены в следующем виде (рис. 8). Разработан программный комплекс (ПК) по расчету напряженно-деформированного состояния буровой колонны в процессе строительства подводного перехода для магистрального нефте-

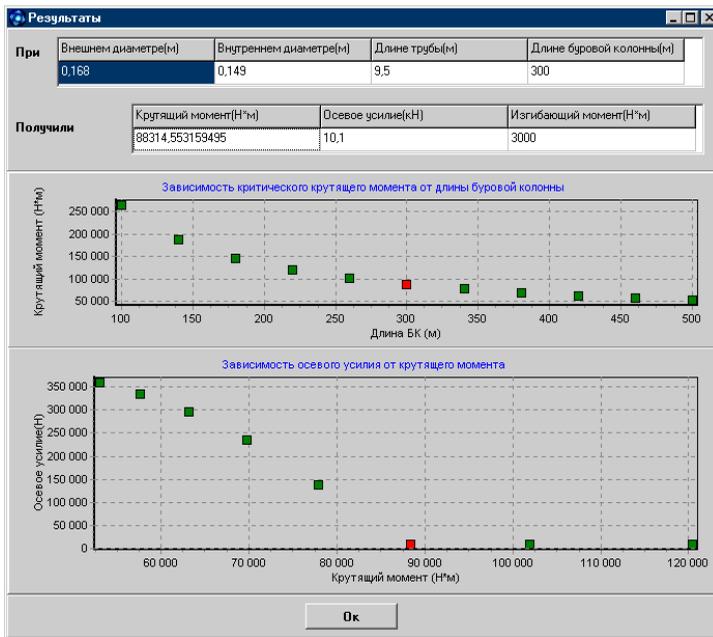


Рис. 5

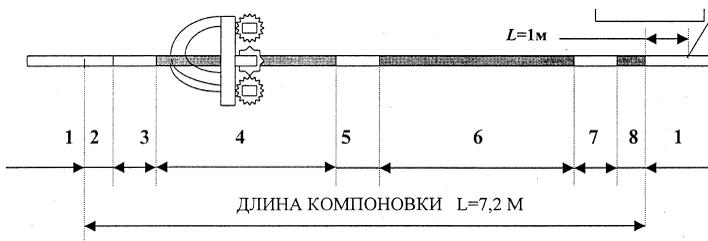


Рис. 6. Компонетка КНБК, где под индексами 1, 2, 3,... заданы параметры компонентки КНБК (тип соединения, диаметры, длина, свойства металла и т.д.)

Расчёт изгибающего момента в районе КНБК

Параметры буровой колонны		Параметры задачи	
Тип	1	$n_1 > 1$	1.5
Внешний диаметр D [м]	0.149	$n_2 < 1$	0.8
Внутренний диаметр d [м]	0.131	Диаметр скважины Dс [м]	1
Плотность материала кг/м ³	7.85E+3	Диаметр расширителя Dг [м]	1
Модуль упругости E [МПа]	2E+5	Знак изгибающего момента	-1
Плотность бурового раствора кг/м ³	1200		

Осевое усилие Q10 [Н] 500000 Изгибающий момент M2* [Нм] 2000

Длина части БК на которой происходит касание с грунтом l2 [м]

0
x (м)

Min Max

Сохранить

Расчет **Выход**

Рис. 7

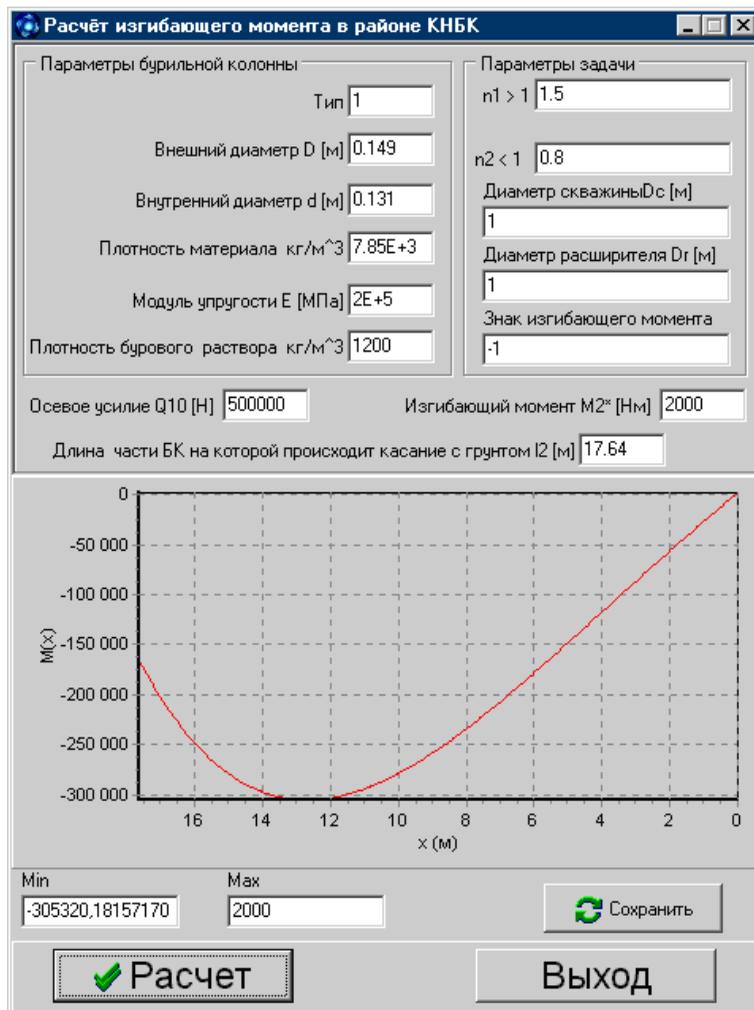


Рис. 8

провода методом направленного бурения.

ПК может быть полезен для работников, занимающихся как проектированием, так и разработкой процессов строительства подводных переходов методом направленного бурения.

Список литературы

- [1] Якупов Р. Г., Зарипов Д. М. Расчет усилий в бурильной колонне при строительстве подводных переходов // ПМНМ. 2005. № 6. С. 78–83.
- [2] Якупов Р. Г., Зарипов Д. М. Расчет на прочность конструкции низа бурильной колонны // ПМНМ. 2006. № 1. С. 38–43.
- [3] Отчет о НИР № 2//НИР-2003/165/04/03 «Методика расчета бурильной колонны в технологических операциях строительства подводных переходов магистральных нефтепроводов методом направленного бурения». Уфа: Институт механики УНЦ РАН, 2003.
- [4] Богданов Р. М., Зарипов Д. М., Лукин С. В., Жигулин Д. Н. Авторское свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ «Расчёт прочности бурильной колонны (РПБК)» Патент № 2008614847, зарегистрированный в Реестре программ для ЭВМ по заявке № 2008612987 от 9 октября 2008 г.