Федеральное агентство по образованию

Государственное образовательное учреждение

Высшего профессионального образования

«Якутский государственный университет им М.К. Амосова»

Технический институт (филиал) кафедра ТиТР МПИ

Контрольная работа №2

По дисциплине: «Буровые машины и механизмы»

Тема

Проверочный расчет КБТ при бурении с частичной нагрузкой

Выполнил: ст. гр. ТиТР-06

Денисов Д.С.

Нерюнгри 2009 г.

1. Описательная часть

Бурильные трубы для бурения с комплексами ССК

Бурильные трубы этого типа используются для бурения со съемными керноприемниками типа ССК и выпускаются диаметром 43 мм - для комплекса ССК- 46.

Трубы гладкоствольные по наружному и внутреннему диаметрам и не имеют высадки по концам. Трубы соединяются в колонну способом «труба в трубу»

На одном конце труб нарезана наружная, на другом внутренняя конические резьбы трапецеидального профиля. Для труб диаметром 43 мм шаг резьбы равен 6,0 и 0,7 мм. Резьба труб сопрягается по вершинам наружной резьбу и впадинам внутренней. Для обеспечения после механической затяжки одновременного замыкания обеих упорных стыков устанавливается жесткий допуск на расстояние между наружной и внутренней упорными поверхностями каждой резьбу, равный ±0,05 мм.

Натяг в паре после механической затяжки должен быть равен 0, неперпендикулярность упорных торцов и уступов относительно оси резьбы – не более 0,03 мм.

Несоосность поверхности резьбы (по ее наружному диаметру) и наружной поверхности трубы не должна превышать 0,2 и 0,3 мм на длине резьбы соответственно для труб 43 и 55,70 мм. Кривизна труб не должна превышать 0,3 мм на 1 м длины на любом ее участке.

Спуск и подъем колонны труб производится с помощью спайдера, трубных ключей и наголовников.

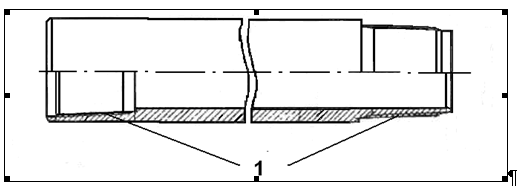


Рис. 1 Бурильная труба ССК.

1 - резьба;

Наружные колонковые трубы имеют значительную толщину стенки, так как воспринимают крутящий момент и осевую нагрузку при бурении, а также усилие от срыва керна.

Внутренние керноприемные трубы в процессе эксплуатации не испытывают больших нагрузок и толщина их незначительна. Нижняя часть керноприемной трубы центрируется с помощью стабилизатора, представляющего собой бронзовый подшипник скольжения, размещенный в цилиндрической проточке расширителя.

Снизу к керноприемной трубе на резьбе крепится кернорвательное устройство, состоящее из корпуса, упорного и кернорвательного колец. Упорное кольцо предохраняет от смятия тонкую резьбовую часть керноприемной трубы при соприкосновении ее с кернорвательным кольцом, которое в процессе бурения постоянно находится в верхней части.

Промывочная жидкость обтекает съемный керноприемник по зазорам между ним и наружной колонковой трубой и омывает керн только у его основания около матрицы коронки. Неподвижность керноприемной трубы при бурении обеспечивается подшипниковым узлом с двумя упорными шарикоподшипниками, воспринимающими осевую нагрузку. Между подшипниками установлена направляющая втулка, выполняющая роль радиального подшипника скольжения.

В свободном состоянии съемный керноприемник опирается на опорное кольцо, которое одновременно служит верхним центратором и устанавливается в наружной колонковой трубе. Съемный керноприемник от перемещения вверх фиксируется двумя стопорами, разжимаемыми пружиной. Один из них касается выступа на торце переходника бурильной трубы, за счет чего вращение бурового снаряда передается верхней части подшипникового узла, исключая тем самым проворачивание керноприемника в опорном кольце.

Таблица 1. Техническая характеристика бурильных труб ССК-46 [2]

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Типоразмер БТ | Диаметр БТ, мм | | t, мм | D',мм | q', кг/м | E, Па | Dк, мм | dк, мм |
| D | d |
| ССК-46 | 43 | 33,4 | 4,5 | 43 | 4,52 | 2·1011 | 46 | 24 |

D и d – наружный и внутренний диаметр гладкой части бурильной трубы, мм;

t – толщина стенки, мм;

D' – наружный диаметр соединений БТ, мм;

q' – линейная плотность бурильных труб с учётом высадок и резьбовых соединений, кг/м3;

E – модуль продольной упругости материала БТ (для стали);

Qк.н – масса колонкового набора (забойной компоновки), кг;

Qк.н = 25,5, кг;

Dк и dк – наружный и внутренний диаметр коронки, мм.

2. Расчетная часть

Определение положения «нулевого» сечения КБТ

«Нулевым сечением (сечение 0-0) называется расстояние от забоя скважины до точки на КБТ, где нормальные (осевые) напряжения равны нулю (σр=σсж=0), и определяется длиной сжатой части КБТ

ZО-О =,



где С – осевая нагрузка на ПРИ, С=6000Н;

2 –коэффициент, учитывающий плотность БР и материала БТ

2 =м,

где –плотность бурового раствора (БР), кг/м3 , 1100кг/м3;

мплотность материала бурильных труб, кг/м3 , м7800кг/м3;

2=1-1100/7800=0,86;

3 – коэффициент, учитывающий искривление скважины в вертикальной плоскости; ср – средний зенитный угол в расчетном интервале,˚ н=90˚-η, где η –угол наклона скважины, н – начальный зенитный угол, η = 90˚; н=90˚-90˚=0˚; к=н+I·L, где I – интенсивность искривления скважины,˚/м I=0,003˚/м; L– глубина скважины, к- конечный зенитный угол, L=1400м; к=0˚+(0,003·1400) = 4,2˚; ср=(н+к)/2= (0˚+4,2˚)/2= 2,1˚;

  cos ср= cos2,1˚=0,99;

q'- линейная плотность бурильных труб с учётом высадок и резьбовых соединений, q'=4,52 кг/м3; g – ускорение свободного падения, g=9,8 м/с²;

ZО-О =6000/(0,86·0,99·4,52·9,8)=159,27м;

«Нулевое» сечение находится ниже устья скважины и ZO–O < L, и бурение производится с частичной разгрузкой.

При бурении с частичной нагрузкой:

- для сечения 1 – 1 (устье скважины) Z1= L-Zо-о , м;

- для сечения 2 – 2 (забой скважины) Z2 = Zо-о, м;

- для «нулевого» сечения (О – О) Z1 = 0, м.

Бурение с частичной разгрузкой КБТ.

Участок 1-1 (устье скважины)

На этом участке на КБТ действуют напряжения растяжения (зависящее от массы растянутой части колонны БТ), изгиба и кручения. В зависимости от глубины скважины и частоты вращения бурильного вала напряжения растяжения и кручения могут быть значительными.

Напряжение растяжения зависит от массы растянутой части КБТ и площади поперечного сечения бурильных труб в гладкой части

, Па



где σр – напряжение растяжения, Па; G – масса КБТ, кг; F– площадь сечения гладкой части БТ, м2; С– данная по заданию осевая нагрузка на ПРИ, 6000Н; g – ускорение свободного падения, g=9,8 м/с²; G – масса КБТ,

G = α2·α3·q'·L + Qк.н,

где Qк.н – масса колонкового набора (забойной компоновки), кг (таблица 1); q'- линейная плотность бурильных труб с учётом высадок и резьбовых соединений, q'=4,52 кг/м3;

G = 0,86·0,99·4,52·1400 + 25,5=5406,9 кг;

Площадь сечения гладкой части бурильной трубы определяется по формуле:

F=0,785·(D2–d2), м2

где D и d – наружный и внутренний диаметр гладкой части бурильной трубы, м (таблица 1).

F=0,785·(0,0432–0,03342)= 5,8·10-4 м2;

= 81013137,9 Па = 81,01 МПа;



Напряжение изгиба равно

из= из'+из'', Па

где из'– напряжение изгиба от действия, возникших при вращении КБТ в скважине, центробежных сил, Па; из''–дополнительное напряжение изгиба, возникающее при интенсивном искривлении скважины (при J > 0,04º/м) в результате повышенного трения КБТ о стенки скважины, Па.

Изгибающие напряжения (из'), возникающие во вращающейся КБТ, определяются по формуле

из'



где из' – напряжение изгиба в расчетном участке КБТ, Па; E – модуль продольной упругости материала БТ (для стали 2·1011Па); I0 — это осевой момент инерции площади поперечного сечения трубы, м4; f – стрела прогиба КБТ и равна:

f = = (0,0506-0,043)/2=0,0038 м;



где Dс = Dпри·R=0,046·1,1=0,0506 м – диаметр скважины, где R – коэффициент учитывающий влияние ПРИ R=1,1(для алмазных коронок); Dпри=0,046м и D'=0,043 – наружный диаметр соединений БТ, м (берется из технической характеристики бурильных труб).

I0 = == 1,07·10-7 м4;



где D и d – наружный и внутренний диаметр гладкой части бурильной трубы, м (таблица 1).

Ln  длина полуволны прогиба КБТ, и определяется выражением

Ln =м



где Z1– расстояние от «нулевого» сечения до устья скважины.

Ln ==17,85м;



Для сечения 1 – 1 (устье скважины) Z1 = L Zо-о= 1400-159,27=1240,7м;

Осевой момент сопротивления изгибу Wо, м3 в расчетном сечении БТ определяется выражением

Wо= == 4,96·10-6 м3;



где D и d – наружный и внутренний диаметр гладкой части бурильной трубы, м (таблица 1).

из'= 521563,81 Па = 0,52 МПа;



из= из' = 521563,81 Па = 0,52 Мпа;

Напряжение изгиба от искривления траектории скважины σиз'' не учитывается т.к. интенсивность ее искривления менее 0,04º/м.

Угловая скорость вращения БТ равна

  , с



где n  число оборотов колонны б/т, об/мин(по заданию).

  (3,14·200)/30=20,9 с

Касательное напряжение кручения зависит от крутящего момента, передаваемого на КБТ

 =, Па



где Mкр– крутящий момент, действующий на КБТ на устье скважины, Н·м.

Крутящий момент определяется затратами мощности на бурение

Mкр =,



где Nб – мощность, расходуемая на бурение скважины, кВт;  –Угловая скорость вращения БТ, с

Мощность на бурение равна сумме затрат мощности на вращение КБТ и мощности на разрушение забоя и определяется по формуле

Nб=Nб.т + Nзаб, кВт.

где Nб  затраты мощности на бурение, кВт; Nб.т  затраты мощности, на вращение колонны бурильных труб, кВт; Nзаб  мощность, затраченная на разрушение горной породы на забое скважины, кВт;

Мощность, расходуемая на вращение КБТ, определяется выражением

Nб.т = k1·k2·k3 ·[1,6·10-8 k4 ·k5 (0,2+r”)·(0,9+0,02 f)·(1+0,44cosср)·M·Dс

(1+1,3·10-2f) n1,85·L0,75+2·10-8 f·n·C],

где k1– коэффициент, учитывающий антивибрационные свойства бурового раствора (при использовании: малоглинистого раствора–1,1); k2 – коэффициент, учитывающий состояние стенок скважины (в устойчивом геологическом разрезе k2=1,0); k3 – коэффициент, учитывающий влияние материала БТ на трение их о стенки скважины (для стальных труб k3=1,0); k4 –коэффициент, учитывающий искривление траектории скважины, определяется по формуле разработанной в МГРИ (k4 = 1+60Jo, где Jo –интенсивность искривления скважины,

k4=1+60·0,003=1,18˚/м); k5–коэффициент, учитывающий влияние соединений колонны бурильных труб (для ниппельных соединений k5=1,0); r”–кривизна труб в свече, учитывающая собственную кривизну и несоосность соединений, мм/м (в практике применяют: для труб повышенного качества с ниппельным соединением и соединением «труба в трубу» r”=0,9 мм/м); f–зазор между стенками скважины (Dс) и соединениями БТ(D'), мм

[f=(DсD')/2=(50,6-43)/2=3,8мм]; M=q'/(1000EI)0,16=8,00/(1000·2·1011·1,07·10-7)0,16 = 0,303–коэффициент, зависящий от диаметра скважины, массы одного погонного метра и жесткости КБТ; q'- линейная плотность бурильных труб с учётом высадок и резьбовых соединений, q'=4,52 кг/м3; Dс– диаметр скважины, Dс =50,6 мм; C – осевая нагрузка на забой, С=6000Н; L– глубина скважины, L=1400м; n – частота вращения КБТ, n=200 об/мин.

Nб.т = 1,1·1·1·[1,6·10-8 ·1,18·1·(0,2+0,9)·(0,9+0,02·3,8)·(1+0,44·0,99)·0,303 ·50,6·(1+1,3·10-2·3,8) 2001,85·14000,75+2·10-8 ·3,8·200·6000] = 2,221 Вт=2,221·103Вт;

Мощность, необходимую на разрушение забоя при бурении алмазными и твердосплавными коронками, можно приближенно определить по формуле:

Nзаб = 0,6·107 ·C·n·(R+R1)

Nзаб = 0,6·107 0,25·6000·200·(23+12) =0,63кВт = 0,63·103 Вт;

где Nзаб – мощность, расходуемая на разрушение забоя скважины, кВт;

 – коэффициент трения породоразрушающего инструмента ПРИ о горную породу ( = 0,25); R и R1 – наружный и внутренний радиус коронки, мм; R= Dк/2 = 46/2 =23, мм;

R1= dк/2 = 24/2 = 12, мм;

где Dк и dк – наружный и внутренний диаметр алмазной коронки, мм (таблица 1);

Nб = 2,221 + 0,63 = 2,851кВт = 2,851·103 Вт;

Mкр = 2,851·103/20,9= 136,41 Н·м;

Полярный момент сопротивления площади поперечного сечения гладкой части БТ кручению, Wр, м3 определяется по формуле

WР =2 Wо

WР =2·4,96·10-6 = 9,92·10-6 м3;

 = 136,41/(9,92·10-6)= 13751157,59 Па = 13,75 МПа;

Затем рассчитывается суммарное напряжение, действующее на КБТ устье скважины при дополнительной нагрузке

   [Т]



 =86042959,62Па =86,04 МПа 539 МПа ;



и определяется коэффициент запаса прочности

n =



n =539/(86,04·1,5)=4,17>1,6

[Т]=539·106 Па – предел текучести материала БТ для Стали марки 38ХНМ. [1]

Из расчетов видно, что коэффициент запаса прочности больше допустимого, и тип выбранных труб удовлетворяет условиям задания.

Участок 2 – 2 (забой скважины)

На участке 2 – 2 (забой скважины) КБТ испытывает напряжения сжатия и изгиба (максимальное значение), кручения (минимальное значение).

Напряжение сжатия определяется по формуле

 сж =,



где C – осевая нагрузка на забой, Н; F – площадь сечения гладкой части БТ, м2, которая определяется по таблице.

сж =6000/5,8·10-4 = 10344827,59 Па =10,34 МПа;

Напряжение изгиба, возникающее в трубах при работе КБТ в скважине, определяется по формулам

из= из'+из'', из'



где f – стрела прогиба труб берем из участка 1-1 (устье скважины) f=0,0038 м;

Длина полуволны прогиба бурильных труб зависит от расстояния интервала расчета от «нулевого» сечения

Lп=м



Для сечения 2 – 2 (забой скважины) Z2 = Zо-о=159,27 м.

Осевой момент сопротивления изгибу Wо, м3 в расчетном сечении БТ равен Wо = 4,96·10-6 м3. Угловая скорость вращения БТ   20,9 с.

Lп==11,17 м;



из'= =1295593,15 Па =1,29 МПа;



из= из'= 1295593,15 Па =1,29 МПа;

Касательное напряжение кручения зависит от крутящего момента, передаваемого на КБТ, и определяется по формуле

 =, Па



Крутящий момент определяется по формуле

Mкр =, Н·м



Мощность (Nб) определяется по формуле

Nб = 1,5 Nзаб=1,5·0,63=0,945 кВт = 0,945·103 Вт;

Мощность на разрушение забоя скважины берем из участка 1-1 (устье скважины) Nзаб =0,63·103 Вт;

Mкр = 0,945·103 / 20,9 = 45,21 Н·м;

Полярный момент сопротивления площади поперечного сечения гладкой части БТ кручению, Wр= 9,92·10-6 м3.

 =45,21/ 9,92·10-6 =4557459,67 Па = 4,55 МПа;

Суммарное напряжение, действующее на КБТ

   [Т]



 =14,77 МПа 539МПа ;



n =



n = 539/(14,77·1,5)= 24,33 > 1,6

[Т]=539·106 Па – предел текучести материала БТ для Стали марки 38ХНМ. [1]

Из расчетов видно, что коэффициент запаса прочности больше допустимого, и тип выбранных труб удовлетворяет условиям задания.

Расчет КБТ в «нулевом» сечении

В «нулевом» сечении КБТ работает в более сложных условиях, так как здесь возможно возникновение знакопеременных и динамических нагрузок за счет действия инерционных сил, и расчет ведется на выносливость.

Коэффициент запаса прочности в «нулевом» сечении КБТ равен

n∑  ≥



где n– коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям; n–коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям.

Коэффициент запаса прочности по нормальным напряжениям (при рсж =0) равен

n = >1,3



где – предел выносливости материала бурильной трубы при изгибе ( = 81 МПа) [1]; Кп = 1,5 – коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузок.

n = =35,29



Коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям при (Мкр= const) определяется выражением

n = >1,3



Таким же образом производится расчет участков КБТ, расположенных в интервале от «нулевого» сечения к забою на расстоянии до 1/3 Z o-o.

Изгибающие напряжения, вызванные потерей КБТ устойчивости от действия центробежных сил при ее вращении, определяются по формуле

из'



Длина полуволны прогиба КБТ равна

Ln=м



Ln= = 10,25 м



Осевой момент сопротивления изгибу Wo =1,42·10 м3.

Угловая скорость вращения БТ  41,87 с.

из'=1538605,42 Па=1,53 МПа



Напряжение изгиба от искривления траектории скважины σиз'' не учитывается т.к. интенсивность ее искривления менее 0,04º/м.

Напряжение изгиба равно

из= из'=1,53 МПа

Крутящий момент

Mкр =, Н·м



Касательное напряжение кручения КБТ 



Затраты мощности на вращение КБТ

Nб.т = 1,1·1·1·[1,6·10-8 ·1,18·1·(0,2+0,9)·(0,9+0,02·3,8)·(1+0,44·0,99)·0,303 ·50,6·(1+1,3·10-2·3,8) 2001,85·159,270,75+2·10-8 ·3,8·200·6000] =0,51 кВт = 0,51·103Вт

(в которой вместо глубины скважины принимается расстояние от забоя скважины до нулевого сечения L=Zo-o).

Мощность на разрушение забоя скважины берем из участка 1-1 (устье скважины) Nзаб =0,63·103 Вт;

Мощность, расходуемая на бурение

Nб=0,51+0,63= 1,14 кВт.

Полярный момент сопротивления площади поперечного сечения гладкой части БТ кручению, Wр= 9,92·10-6 м3.

Mкр =(1,14·103 )/20,9 = 54,54 Н·м

 = 54,54/(9,92·10-6)= 5498533,72 Па = 5,4 МПа

Коэффициент запаса прочности по касательным напряжениям

n ==268/5,4=49,62



[τ]= 268 МПа допустимое напряжение кручения для стали марки 38ХНМ [1].

Определяется суммарный коэффициент запаса прочности КБТ в «нулевом» сечении

n∑  =28,75>1,3;



Из расчетов видно, что коэффициент запаса прочности больше допустимого, и тип выбранных труб удовлетворяет условиям задания.

р = 81,01 МПа из1= 0,52 МПа  = 13,75 МПа

сж = 10,34 МПа из2 = 1,29 МПа  = 4,55 МПа



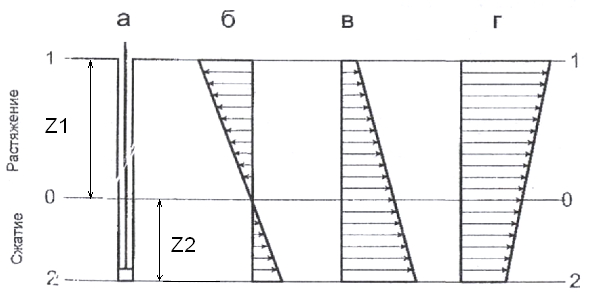


Рис. 2 Положение сечения «0 – 0» и эпюры напряжений, действующих в бурильных трубах при бурении с частичной разгрузкой:

На КБТ действует напряжения растяжения на интервале 1 – 0, и сжатия на интервале 0 – 2, напряжение изгиба и напряжение кручения (касательное напряжение), как на участке 1-1 (устье скважины), так и на участке 2-2 (забой скважины).

а – положение сечения «0 – 0»;

б – напряжение растяжения и сжатия р = 81,01 МПа и сж = 10,34 МПа;

в – напряжение изгиба из1= 0,52 МПа из2 = 1,29 МПа;

г – касательное напряжение 1 = 13,75 МПа 2 = 4,55 МПа

Список использованной литературы:

1. «Буровые машины и механизмы» Методические указания к выполнению контрольных работ составитель: В.В. Лысик, ст. преподаватель кафедры ТиТР МПИ.

2. Буровое оборудование: Учебное пособие/ Лысик В.В., Квагинидзе В.С., Забелин А.В. Якутск: Изд-во Якутского ун-та, 2002. 134 с.