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 №1

По дисциплине: «Буровые машины и механизмы»

Тема

Проверочный расчет КБТ при бурении с дополнительной нагрузкой

Выполнил: ст. гр. ТиТР-06

Пляховский С.

Нерюнгри 2009г.

1. Описательная часть

Колонна бурильных труб (КБТ) предназначена для соединения породоразрушающего инструмента (ПРИ), работающего на забое скважины с буровым станком, смонтированным на поверхности, и передает на ПРИ осевое усилие и крутящий момент и выполняет ряд других функций. По бурильным трубам в скважину поступает буровой и при необходимости, тампонажный растворы.

По заданию дан типоразмер бурильных труб ТБСУ–85. Трубы изготавливаются из стали марки Д16Т с поверхностной закалкой ТВЧ и по согласованию с заказчиком из углеродистой стали марки 45 группы прочности Д. Замковые соединения изготавливают из стали 40ХМ, толщина стенок труб от 3,5 до 6 мм (трубы диаметром 43 и 55). В работе была выбрана сталь марки 36X2C.

Трубы бурильные стальные универсальные с приварными замками (ТБСУ) применяются при поисках и разведке на твердые полезные ископаемые и воду для бурения скважин колонковым и бескерновым способом твердосплавными и алмазными коронками, долотами всех видов, в том числе с применением забойных гидро- и пневмоударников; при инженерно-геологических изысканиях; ремонте нефтяных и газовых скважин; для вращательного бурения дегазационных и технологических скважин при подземной разработке пластов горных пород; в строительстве.

ТБСУ с приваренными замками созданы взамен стальных труб муфтово-замкового (СБТМ) и труб ниппельного (СБТН) соединений и сочетают в себе преимущество первых (замковая резьба) и вторых (гладкая снаружи колонна).

Таблица 1. Техническая характеристика бурильных труб ТБСУ–85

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Типоразмер БТ | Диаметр БТ, мм | t, мм | D',мм | q', кг/м | E , Па |
| D | d |
| ТБСУ-85 | 85 | 76 | 4,5 | 85,5 | 13,82 | 2·1011 |

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);

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=25000Н;

2 –коэффициент, учитывающий плотность БР и материала БТ

2 =м,

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

плотность материала бурильных труб, кг/м3 , кг/м3;

2=1-1200/7800=0,85;

3 – коэффициент, учитывающий искривление скважины в вертикальной плоскости н=90˚-80˚=10˚; к=н +I·L, где I – интенсивность искривления скважины, 0/м I = 0,02; L – глубина скважины, м L = 50; к=10+0,02·50 = 11,0˚;

ср=(н +к)/2= (10˚+11,0˚)/2= 10,50˚;

  cos ср= cos10,50=0,98;

q'- линейная плотность бурильных труб с учётом высадок и резьбовых соединений, q'=7,47 кг/м3;

g- ускорение свободного падения, g=9,8 м/с²;

ZО-О =25000/(0,85·0,98·7,47·9,8)=410,67м;

«Нулевое» сечение находится выше устья скважины и ZO–O > L, и бурение производится дополнительной нагрузкой.

При бурении с дополнительной нагрузкой:

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

 - для сечения 2 – 2 (забой скважины) Z1 = Zо-о, м.

Бурение с дополнительной нагрузкой КБТ

Участок 1-1 (устье скважины)

Этот участок является наиболее опасным и здесь КБТ испытывает напряжения сжатия, изгиба и кручения.

Напряжение сжатия равно

сж = , Па

где Pдоп – дополнительное усилие, создаваемое механизмом подачи бурового станка, для получения необходимой осевой нагрузки на ПРИ, Н; F– площадь сечения гладкой части БТ, м2.

Дополнительное усилие, создаваемое механизмом подачи бурового станка, равно Рдоп = С G·g, Н

где С– данная по заданию осевая нагрузка на ПРИ, 25000Н; G – масса КБТ, G = α2·α3·q'·L, G = 0,85·0,98·7,47·50=310,59 кг

Рдоп=25000 – 310,59·9,8= 21956,17 H;

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 берём из таблицы 1.

F=0,785·(0,0552–0,0462)= 7,14·10-4 м2;

сж = 21956,17/7,14·10-4 =30769689,74 Па = 30,76 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 попересного сечения трубы, м4; f – стрела прогиба КБТ и равна:

f = = (0,102-0,056)/2=0,023 м;

где Dс = Dпри·R=0,093·1,1=0,102 м – диаметр скважины, где R=1,1(для долота); Dпри=0,093м и D'=0,056– наружный диаметр соединений БТ, м (берется из технической характеристики бурильных труб).

I0 = == 4,17·10-6 м4;

где D и d – наружный и внутренний диаметр гладкой части бурильной трубы, м берутся из технической характеристики бурильных труб ТБСУ-55.

Ln  длина полуволны прогиба КБТ, и определяется выражением

Ln =м

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

Ln ==17,95 м;

Для сечения 1 – 1 (устье скважины) Z1 = Zо-оL= 410,67=360,67м;

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

Wо= == 8,34·10-6 м3;

где D и d – наружный и внутренний диаметр гладкой части бурильной трубы, м берутся из технической характеристики бурильных труб ТБСУ-55.

из'= 70869520,15 Па = 70,87 МПа;

из= из' =70869520,15 Па = 70,87 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).

  (3,14·300)/30=31,4 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+0,44cosq)·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: глинистого раствора–1,2); 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+60·0,02=2,2˚/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 ниппельного соединения изготовленных в заводских условиях r”=1,2 мм/м); f–зазор между стенками скважины (Dс) и соединениями БТ(D'), мм [f=(DсD')/2=(102,3-56)/2=23,15мм]; M=q'/(1000EI)0,16=7,47/(1000·2·1011·4,17·10-6)0,16 = 0,28 –коэффициент, зависящий от диаметра скважины, массы одного погонного метра и жесткости КБТ; q'=7,47 – линейная плотность бурильных труб с учётом высадок и резьбовых соединений, кг/м3; Dс– диаметр скважины, Dс =102,3 мм; C – осевая нагрузка на забой, С=25000Н; L– глубина скважины, L=50м; n – частота вращения КБТ, n=300 об/мин.

Nб.т = 1,2·1·1·[1,6·10-8 ·2,2·1·(0,2+1,2)·(0,9+0,02·23,15)·(1+0,44·0,98)·0,28 ·102,3·(1+1,3·10-2·23,15) 3001,85·650,75+2·10-8 ·23,15·300·25000] = 7,25333 кВт = = 7,25·103 Вт;

При бурении сплошным забоем (шарошечное долото) мощность, на разрушение горной породы, равна

Nзаб =1,02·10-7 m·C·D·n

Nзаб =1,02·10-7 0,17·25000·93·300 =12,09465кВт = 12,09·103 Вт;

где Nзаб – мощность, расходуемая на разрушение забоя скважины долотом,

кВт; – коэффициент трения шарошечного долота о горную породу (для долот диаметром ≥76 мм – 0,17).

Nб = 7,25 + 12,09 = 19,34798 кВт = 19,35·103 Вт;

Mкр = 19,35·103/31,4= 616,18 Н·м;

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

WР =2 Wо

WР =2· 8,34·10-6 = 1,67·10-5 м3;

 = 616,18/1,67·10-5 = 36952817,56 Па = 36,95 МПа;

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

   [Т]

 =125668499,99Па =125,66 МПа 490МПа ;

и определяется коэффициент запаса прочности

n =

n =490/(125,66·1,5)=2,59>1,6

[Т]=490·106 Па – предел текучести материала БТ. Сталь марки 36Х2С. [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 =25000/7,14·10-4 = 35035350,67 Па =35,03 МПа;

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

из= из'+из'', из'

где f – стрела прогиба труб, м Dскв. – скважины с учетом разработки, м; D' – наружный диаметр резьбовых соединений БТ, м.

f = =0,023 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=410,67 м.

Осевой момент сопротивления изгибу Wо, м3 в расчетном сечении БТ равен Wо = 8,34·10-6 м3. Угловая скорость вращения БТ   31,4 с.

Lп==17,88 м;

из'= =71399340,25 Па =71,4 МПа;

из= из'= 71399340,25 Па =71,4 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=1,5·12,09=18,14 кВт = 18,14·103 Вт;

Мощность на разрушение забоя скважины определяется по формуле

Nзаб =1,02·10-7 0,17·25000·93·300 =12,09465кВт = 12,09·103 Вт;

Mкр = 18,14·103 / 31,4 = 577,76 Н·м;

Полярный момент сопротивления площади поперечного сечения гладкой части БТ кручению, Wр= 1,67·10-5 м3.

 =577,76/ 1,67·10-5 =34649458,59 Па = 34,65 МПа;

Суммарное напряжение, действующее на КБТ

   [Т]

 =127,006 МПа 490МПа ;

n =

n = 490/(127,006·1,5)= 2,57 > 1,6

[Т]=490·106 Па – предел текучести материала БТ. Сталь марки 36Х2С. [1]

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



сж1 = 30,76 МПа из1= 70,87 МПа  = 36,95 МПа

сж2 = 35,03 МПа из2 = 71,4 МПа  = 34,65 МПа



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

0 – 0 «нулевое» сечение ZО-О=410,667м; сечение 1 – 1 Z1 =360,667 м (устье скважины); сечение 2 – 2 Z2 =410,667м (забой скважины);

а – напряжение сжатия сж1 = 30,76 МПа сж2 = 35,03 МПа;

б – напряжение изгиба из1= 70,87 МПа из2 = 71,4 МПа;

в – касательное напряжение 1 = 36,95 МПа 2 = 34,65 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) Лекции по предмету «Буровые машины и механизмы»