**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ**

**РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Методические указания

к выполнению индивидуального задания по дисциплине

**«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ»**

для слушателей программы профессиональной переподготовки

«Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Составитель: ***Земенкова М.Ю., к.т.н., доцент***

 ***Голик В.В., старший преподаватель***

Тюмень

2019

**Технологический расчет магистрального нефтепровода**

***Цель технологического расчета:*** определить толщину стенки нефтепровода, сделать гидравлический расчет, подобрать насосно-силовое оборудование, определить число насосных станций, расставить их по трассе нефтепровода и сделать аналитическую проверку работы НПС.

**Методика решения**

1. Определение плотности при расчетной температуре

,

где *t* – расчетная температура; *βр* - коэффициент объемного расширения.

*ρ20* = 830 – 839 кг/м3 *βр* = 0,000868 1/оС

*ρ20* = 840 – 849 кг/м3 *βр* = 0,000841 1/оС

*ρ20* = 850 – 859 кг/м3 *βр* = 0,000818 1/оС

*ρ20* = 860 – 869 кг/м3 *βр* = 0,000868 1/оС.

2. Определение вязкости при расчетной температуре

; ,

где ν\* - вязкость при любой известной температуре, например *t*\* = 20 оС.

3. Определение расчетной производительности

,

где *Np* - число рабочих дней трубопровода в году, определяется в зависимости от диаметра *D* и длины *L* трубопровода по приложению 17;

  - для выбора марки насоса;

  - для гидравлического расчета.

4. Чтобы определить *Np*, необходимо знать диаметр *D* трубопровода; *D* определяется в зависимости от *G*, [млн. т./год] по приложению 18.

 Определяется наружный диаметр *- Dн*. Чтобы определить внутренний диаметр *Dвн*, нужно рассчитать толщину стенки нефтепровода по формуле:

5. ,

где *п1*=1,15;

 ; для расчета принимаем

 *Rn1* = 500 МПа; *m0* = 0,9; *k1* = 1,4; *kн* = 1;

 *P* – внутреннее давление в трубопроводе, определяется, исходя из давления, создаваемого основными насосами и подпорным насосом, т.е. чтобы определить *δ*, надо найти *P*. Для этого по часовой производительности нужно определить марку насоса и найти напор насоса при максимальном роторе, приняв число рабочих насосов равным трем. Напор основных насосов будет 3*Носн*, затем нужно по *Qчас* определить марку подпорного насоса и напор подпорного насоса при максимальном роторе *Нп*, затем найти рабочее давление в трубопроводе.

.

После этого нужно сравнить рабочее давление с давлением, рекомендованным в приложении для Вашей производительности. Если *Рраб* получается больше, чем рекомендованный интервал, то необходимо взять *Нп* и *Носн* по нижнему ротору насоса и снова проверить *Рраб*

.

6. После определения *Рраб* рассчитывают *δ* - толщину стенки нефтепровода по п. 5. Значение *δ* округляют до большего ближайшего значения по сортаменту и определяют внутренний диаметр нефтепровода, необходимый для гидравлического расчета.

.

7. Затем определяют режим течения нефти в нефтепроводе:

,

где *Q* – секундный расход, м3/с; *D* – внутренний диаметр трубопровода, м; *νt* - кинематическая вязкость при расчетной температуре, м2/с.

8. Затем определяют граничные значения *Re*: *ReI* и *ReII*

; ,

где *e* – абсолютная шероховатость трубопровода, принимается по ВНТП-2-86, *е* = (0,1÷0,2) мм; *D* – внутренний диаметр трубопровода, мм.

Если 2320 < *Re* < *ReI*, то режим течения – турбулентный (зона Блазеуса). Тогда

; *m* = 0,25; .

Если *ReI* < *Re* < *ReII*, то режим течения – турбулентный (зона смешанного закона сопротивления). Тогда

; *m* = 0,123; .

9. Определив *λ* - коэффициент гидравлического сопротивления, находят потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха:

,

где *L* – длина трубопровода, м; *D* – внутренний диаметр нефтепровода, м; *g* – ускорение свободного падения, *g* = 9,81 м/с2; *υ* – скорость течения нефти, м/с

,

где *Q* – расход трубопровода, м3/с.

10. Затем определяют полные потери напора в трубопроводе, м:

.

Также определяют гидравлический уклон:

.

11. Затем определяют напор одной станции:

,

где *k* – число основных насосов, *k* = 3; *Носн* – напор основного насоса (определяется по *Q–H* характеристике насоса в приложении); *hвн* - внутристанционные потери напора, *hвн* = 15 м, по ВНТП 2-86.

12. Затем определяют число станций:

.

Затем число станций округляют:

а) в большую сторону;

б) в меньшую сторону.

Если *n1* > *n*, то определяют действительный напор одного насоса; но сначала определяют действительно необходимый напор одной станции:

;

;

 Уточнив , производят обточку рабочего колеса насоса.

,

где *Q* – рабочая производительность, м3/с; *Н1* - напор при *Q1*, м; *Н2* - напор при *Q2*, м; *Н1*, *Q1*; *Н2*, *Q2* - любые точки, взятые с *Q-H* характеристики насоса.

13. После обточки рабочего колеса насоса делают расстановку по трассе, с округлением числа станций в большую сторону.



Рис. 5.1.1 Расстановка станций по трассе

Затем заполняют таблицу 5.1

Таблица 5.1

Месторасположение станций по трассе

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № НПС | км | *Z* | Расстояниемежду НПС | Отметкиперегонов |
| 1 | 0 | 0 |  |  |
|  |  |  | *l1* | *Z2* - *Z1* |
| 2 | *l1* | *Z2* |  |  |
|  |  |  | *l2* | *Z3* - *Z2* |
| 3 | *l1* + *l2* | *Z3* |  |  |
|  |  |  | *l3* | *Zк* - *Z3* |
| КП | *l1* + *l2* + *l3* | *Zк* |  |  |

14. После определения местоположения насосных станций на трассе, определения длин между ними и отметок, производят аналитическую проверку режима работы всех НПС, для этого необходимо определить  и :

;

,

где *δ* - округленная в большую сторону толщина стенки по сортаменту;

; ,

где *Ра* = 760 мм.рт.ст.; *Ру* = 500 мм. рт. ст.; *Δhпрот. кав*. определяется с графика *Q–H* насоса, ; *hвс* = 10 (м).

Проверяют режим работы станций из условий:

;

,

*Нк* ≈ 30 м.

;

;

;

;

;

.

Если проверка сошлась, следовательно, станции расставлены верно.

15. Затем строят совместный график работы нефтепровода и всех НПС и определяют графически рабочую точку системы (рис. 5.1.2).

Для построения графика НПС находят для нескольких значений *Q* соответствующие им значения *H* основных насосов (после обточки), а также определяют *H* подпорного насоса.

*Нп* - откладывают один раз;

,

где *k* – число насосов на НПС; *n* – число НПС на трассе нефтепровода. Затем рисуют график всех НПС



Рис. 5.1.2 *Q-H* характеристики всех НПС и МН

После этого аналитически определяют значения потери напора для произвольнозадаваемых производительностей нефтепровода (берут 3 – 4 точки) по формуле:



Затем строят график нефтепровода и определяют координаты рабочей точки *Qраб* и *Нраб* и сравнивают их с *Qрасч* и *Нрасч*, т.е. графически рабочая точка подтверждает правильность гидравлического расчета и выбора насосно-силового оборудования.

**Пример. Технологический расчет МН**

Сделать гидравлический расчет нефтепровода, если длина его *L* = 600км, производительность *G* = 34 млн./год. Заданы вязкость и плотность нефти: *ρ20* = 852 кг/м3; *ν20* = 48 сСт; *ν50* = 22 сСт.

Расчетная температура нефти *t* =7 оС, минимальная температура нефти в трубопроводе.

Сделать механический расчет нефтепровода, подобрать насосно- силовое оборудование, определить число НС, расставить их по трассе с округлением в большую сторону. Сделать аналитическую проверку работы НПС и построить график Q-Н работы НПС и МН. Рассчитать режим работы трубопровода и НПС.

**Решение**

1. Определение плотности нефти при заданной температуре

 кг/м3.

2. Определение вязкости нефти при *tр*

 сСт,

.

3.Определение расчетной производительности

, м3/час,

т.к *G* = 34 млн. т/год , тогда *D* = 1020 мм (прил. 18).

Число рабочих дней *Np* = 349 (прил. 17).

 м3/час = 1,31 м3/с.

4.Определение толщины стенки

,

где *n1* = 1,15.

5. Определяем марку насоса и найдем напор насоса при верхнем и нижнем роторе, приняв число рабочих насосов равным 3. Напор основных насосов 3*Носн*

,

*т0*=1,47; *Кн*=1; *Rн1*=530 МПа. Сталь 13Г2АФ, ТУ 14-3-1424-86. Изготовитель – Новомосковский трубный завод.

Выбираем насос НМ 5000-210 по *Qраб* (м3/час).

Характеристика работы насоса

При

*Q*=4713,66 м3/час ≈ 4714 м3/час,

*Н1*=220 м (ротор верхний),

*Н2*=160 м (ротор нижний).

Подпорный: НПВ 5000-120

При

*Q*=4714 м3/час,

*Н1*=123 м (ротор верхний),

*Н2*=92 м (ротор нижний).

Считаем, что у нас 3 основных и 1 подпорный насос.

Найдем рабочее давление в трубопроводе

;

а)МПа;

б) МПа;

в) МПа.

Выбираем вариант в), т.е. нижний ротор как *Носн*.

6. Определим толщину стенки трубы при *Рраб*=5,1 МПа

 мм,

принимаем *δ*=9,2 мм, как ближайшую большую по сортаменту, сталь 13г2АФ, Новомосковский трубный завод.

;

мм.

7. Режим течения нефти в нефтепроводе

.

8. Определяем число Рейнольдса

;

;

.

турбулентный режим, зона Блазеуса

*т*=0,25; *β*=0,0246;

.

9. Гидравлический уклон

;

 м/с;

.

10. Потери напора на трение в нефтепроводе по формуле Дарси-Вейсбаха

 м.

11. Полные потери напора в нефтепрводе

, *Нк*=30 м;

≈2273 м, при Δ*Z*=100 м.

12. Напор одной станции.

.

*hвн*=15м внутристанционные потери.

 м.

13. Определяем число станций.

.

а) округляем в большую сторону *n1*>*n*, *n1*=5 станций.

Действительно необходимый напор одной станции:

 м.

Действительный напор одного насоса

 м.

Производим обрезку рабочего колеса

.

*Q2*=4800 м3/час=1,33 м3/с, *Н2*=157 м, *Q1*=3200 м3/час=0,89 м3/с, *Н1*=207 м.

, т.е обрезаем на 5,2%

 мм – новый диаметр ротора.

Расстановка НПС по трассе при *n1*>*n*. Необходимо вычислить масштаб по вертикали и отложить  в масштабе напоров станций. Затем откладывают величину напора подпорного насоса и напор станции *п1* раз и соединяют суммарный напор станций с *Нк*, получают линию гидравлического уклона *i*. Месторасположение станций определяют пересечением линии гидравлического уклона с линией, отстающей от профиля на величину подпора. Эти точки переносят на профиль трассы.

14. Проверка режима работы всех НПС.

 МПа;

 м;

.

*Ра*=760 мм рт. ст., *Ру*=500 мм рт ст., по *Q-H* характеристике насоса Δ*hпрот.кав.*=38 м

 м.

Насос не обладает самовсасывающей способностью, нужен подпор, величиной

 м.

Проверяем режим работы станций из условий:

 , при *Нк*=30 м;

;

 м;

;

 м;

;

 м;

 м;

 м;

 м;

 м;

 м;

 м;

;

 м.

Проверка сошлась, следовательно, станции расставлены правильно.

15. Строим совместный график работы нефтепровода и всех НПС. Определяем рабочую точку системы.



Рис. 5.1.3 Расстановка числа станций при *п1*=5; *п1*>*п*

Таблица 5.2

Характеристика НПС на трассе при *п1*>*п*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № НПС | *L*, км | *Li*, км | *Zi*, м | Δ*Z* |
| 1 | 0 | 0 | 0 |  |
| 2 | 111 | 111 | 18 | 18 |
| 3 | 227,1 | 116,1 | 37 | 19 |
| 4 | 339 | 111,9 | 57 | 20 |
| 5 | 452,4 | 113,4 | 74 | 17 |
| КП | 600 | 147,6 | 100 | 26 |

 ∑*Li*=600км ∑Δ*Z*=100м

Построение *Q-H* характеристики:

*Qрасч.*=4713,7 м3/час, *Ннас*=147 м;

*Qрасч.* - 800=3913,7 м3/час, *Ннас*=171 м;

*Qрасч.* + 800=5513,7 м3/час, *Ннас*=113 м;

Суммарный напор всех станций



где *К* – число насосов на НПС; *п* – число НПС на трассе; *Нп*=123 м.

Характеристика трубопровода строится по уравнению:



Характеристика станции

1) *Qрасч.*=4713,7 м3/час, *Ннас*=147 м

 м;

2) *Qрасч.* - 800=3913,7 м3/час, *Ннас*=171 м

 м;

3) *Qрасч.* + 800=5513,7 м3/час, *Ннас*=113 м

 м.

Характеристика трубопровода:

*β*=0,0246, *т*=0,25

 м

 м

3) *Н*=2955,6 м

Строим *Q-Н* характеристику в масштабе (рис. 5.1.5)

по горизонтали: 1 мм=40 м3/час

по вертикали 1 мм=20 м

Рабочая точка системы:

*Qраб*=4713,7 м3/час = *Qр*

*Нраб*=2273 м =*Н* (полные потери)

б) Число станций округляем в меньшую сторону.

*n2*<*n*, *n2*=4 станции.



Рис. 5.1.4 Расстановка станций при *п2*<*п*; *п2*=4

Таблица 5.3

Характеристика НПС по трассе при *п2*<*п*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № НПС | *L*, км | *Li*, км | *Zi*, м | Δ*Z* |
| 1 | 0 | 0 | 0 |  |
| 2 | 150 | 150 | 28 | 28 |
| 3 | 274,5 | 124,5 | 48 | 20 |
| 4 | 399 | 124,5 | 68 | 20 |
| КП | 600 | 201 | 100 | 32 |

Снизим сопротивление линейной части, т.е. построим лупинг длиной *Х*.

Длина лупинга

 м = 113,23 км.

Уклон лупинга

 если *Dл*=*D*, то

 в зоне Блазеуса;

;

 м;

 м.

Уточненный расчет НПС, при *п2*<*п*; *п2*=4; лупинг проложен на 1-ом перегоне – 41,4 км и последнем перегоне – 71,8 км.

 м;

 м;

;

;

;

;

;

;

;

;

;

;

.

Построение *Q-H* характеристики при округлении числа станций в меньшую сторону

*Qр*=4714 м3/час = 1,31 м3/с, *Нр*=160 м;

*Q1*=3914 м3/час = 1,087 м3/с, *Н1*=180 м;

*Q3*=5514 м3/час = 1,532 м3/с, *Н3*=125 м;

;

 м;

 м;

 м;

;

 м;

 м;

 м.



Рис. 5.1.5 *Q-H* характеристика

1 – характеристика Q-H нефтепровода при *n1=5*; 2 – характеристика Q-H нефтепровода при *n2=4* (с лупингом); 3 – характеристика Q-H НПС при *n1=5*; 4 – характеристика Q-H НПС при *n2=4*; *Qр* – рабочая производительность МН.

**Режим работы нефтепровода при отключении НС**

Одним из самых важных режимов при эксплуатации нефтепровода является работа при отключении одной из НПС на трассе. Временное отключение какой-либо станции может быть вызвано неполадками в системе нефтеснабжения, аварией и т.д. Выход из строя НС резко меняет режим работы нефтепровода, а именно расход, давление, подпоры перед НС. Рассмотрим изменение режима работы при отключении третьей НПС (при *п1*>*п*).

**Методика решения**

 1. Рассмотрим работу нефтепровода при отключении станции «С» и определим производительность.



Рис. 5.2.1. Схема нефтепровода с расстановкой НПС по трассе

Примем, что ∆*Z* = 0. Тогда линия изменения напоров имеет вид:

 *i\*< i*



Рис. 5.2.2. Линия изменения напоров при отключении 3-й НПС

*i* – гидравлический уклон до отключения НПС; *i\** – гидравлический уклон после отключения НПС.

При отключении станции расход *Q\** устанавливается автоматически в результате саморегулирования. Очевидно, что *Q\** < *Q*. Максимальная величина *Q\** возможна, если:

*НС-1* = [*Нд*];

∆*НС+1*=[∆*Нд*],

тогда получим:

,

где *Нд-∆Нд* – располагаемый напор на сдвоенном перегоне; ∆*Z /* – ∆*Z* сдвоенного перегона; *lС+1*- *lС-1* – длина сдвоенного перегона.

 Величина *Q\*тах* будет лимитировать (ограничивать) производительность всего трубопровода, ее можно принять за расчетную.

 2. Определим полные потери напора в трубопроводе при отключении НПС:

*Н\**=1,01·*hτ*+∆*Z*+*HК*,

где *hτ* – потери напора на трение, равны:

.

 3. Определим количество насосов:

,

где *Н\*обт.нас* – напор обточенного насоса при производительности *Q\*тах* (по характеристике насоса).

Полученное количество насосов расставляем по длине трубопровода (на НПС-(С-1) ставят максимально возможное по условию прочности нефтепровода количество насосов, т.е. 3).

 4. Проверяют режим работы станций из условий:

;

;

;

где *К\*1* – количество насосов на первой станции.

;

где *i\** - новый уклон при *Q\*тах*.

;

;

;

; (*Нк*≈ 30 м).

Если какие-то условия не выполняются, то напор дросселируют до его допустимого значения. Если после этого проверка сошлась, станции расставлены верно.

**Пример. Расчет режима работы нефтепровода при отключении НС**

По данным, полученным в результате технологического расчета МН (предыдущий раздел) произвести расчет режима работы нефтепровода при отключении НС.

**Решение**

 м/с *<Qраб.*

По характеристике *Н\*обт.нас* = 180 м.

2. Полные потери при новой производительности

а) Потери напора на трение:

м;

м.

3. Количество насосов

 (штук),

принимаем *К\**=9 насосов, т.е. должно быть на всех НПС не меньше 9 насосов. Принимаем, что на станции перед отключенной, т.е на второй имеем 3 насоса, а на остальных (1-й, 4-й и 5-й) по 2 насоса.

4. Проверяем режим работы каждой станции с новым количеством насосов.

;

;

;

;

;

,

условие не выполняется, дросселируем на величину 716,5-613,6=102,9 м

;

;

;

;

,

условие не выполняется, дросселируем на 52,895 м

;

.

Гидравлический уклон:

.

Расчет выполнен правильно.

**Режим работы нефтепровода при периодических**

**сбросах и подкачках**

Одним из важнейших технологических расчетов является расчет работы нефтепровода при периодических сбросах и подкачках.

**Методика решения**

1. Сброс:

,

где (*с+1*) – станция сброса

,

если *q*>*qкр*,то:

.

2. Подкачка:

;

;

Если *q*>*qкр*

.

**Пример. Расчет режима работы трубопровода со сбросом**

Для примера рассчитаем режим работы трубопровода со сбросом, если сброс будет на станции 3. Определим *qкр*, режим работы. Сброс равен 4*qкр*, где *qкр* – критический сброс, т.е. такой, при котором подпор на станции сброса равен минимально допустимому *[ΔНд]*.

**Решение**

;

 м3/с;

 м3/с;

;

;

;

;

Проверка: *Q*=5600=1,53 м3/с; *H*=234,58-54,68⋅1,531,75=119,3 м.

По характеристике *H*=120≈119м;

;

 м3/с;

 м3/с=153,68 м3/ч;

*q*=4*qкр*=0,171 м3/с=614,7 м3/час.

Найдем *H`*:



– 63 – 30 = 241,76 м.

 м, т.е. отключаем *К*=1 насос (*Носн*=160м), а остальные 81м дросселируем.

Делаем проверку:

*Qкр* – левая часть, (*Qкр* – *q*) – правая часть

 м;

 м;

;

;

 м;

 м;

 м;

;

;

.

В правой части отключаем один насос на станции 5 и еще 81 м дросселируем.

**Условие задачи**

Сделать технологический расчет трубопровода для перекачки нефти в количестве *G* млн. тонн/год, если расчетная длина трассы *L*, км; разность нивелирных отметок конца и начала нефтепровода Δ*Ζ,* м; вязкость нефти *ν20* и *ν50*, сст; плотность нефти *ρ20*, кг/м3; расчетная температура нефти *t*, ˚C, Наружным диаметром и рабочим давлением задаться по нормам технологического проектирования.

По результатам гидравлического расчета подобрать насосы (принять число рабочих насосов *К*=3÷2), определить число НПС на профиле трассы с округлением в большую сторону. Определить рабочую точку системы нефтепровод – насосные станции графо-аналитическим методом. Расставить НПС по трассе нефтепровода методом Шухова.

Произвести аналитическую проверку режима работы НПС, а также проверить режим работы НПС и нефтепровода при отключении НПС-3 и произвести регулирование режима работы остальных НПС.

Численные значения данных по вариантам принимать по таблице 5.4.

Таблица 5.4

Исходные данные к задаче

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № вариантов | *G*, млн.т/год | *L*, км | Δ*Ζ*, м | *ρ20*, кг/м3 | *ν20*, сст | *ν50*, сст | *tрасч*, 0С | *К*, числорабочихнасосов НПС |
| 1. | 2,8 | 400 | 40 | 800 | 21 | 11 | 5 | 2 |
| 2. | 3,9 | 420 | 50 | 842 | 22 | 12 | 4 | 2 |
| 3. | 4,2 | 360 | 60 | 844 | 23 | 13 | 3 | 2 |
| 4. | 5,0 | 380 | 70 | 846 | 24 | 14 | 2 | 2 |
| 5. | 6,0 | 480 | 80 | 848 | 25 | 11 | 1 | 2 |
| 6. | 9,0 | 410 | 90 | 850 | 19 | 10 | 7 | 2 |
| 7. | 10,5 | 500 | 100 | 852 | 18 | 9 | 8 | 2 |
| 8. | 13,2 | 490 | 30 | 854 | 20 | 12 | 9 | 2 |
| 9. | 16,0 | 460 | 55 | 856 | 17 | 9 | 10 | 2 |
| 10. | 20,5 | 520 | 65 | 858 | 16 | 8 | 11 | 2 |
| 11. | 25,0 | 470 | 75 | 860 | 26 | 14 | 12 | 3 |
| 12. | 30,0 | 390 | 95 | 845 | 27 | 16 | 13 | 3 |
| 13. | 32,0 | 450 | 85 | 855 | 28 | 13 | 14 | 3 |
| 14. | 35,0 | 480 | 120 | 865 | 25 | 12 | 15 | 3 |
| 15. | 37,0 | 510 | 110 | 835 | 22 | 11 | 14 | 3 |
| 16. | 42,0 | 520 | 80 | 851 | 24 | 14 | 12 | 3 |
| 17. | 45,0 | 530 | 70 | 843 | 19 | 10 | 11 | 3 |
| 18. | 50,0 | 540 | 60 | 847 | 18 | 11 | 10 | 3 |
| 19. | 55,0 | 550 | 40 | 849 | 17 | 9 | 7 | 3 |
| 20. | 60,0 | 560 | 90 | 853 | 15 | 8 | 8 | 3 |
| 21. | 65,0 | 570 | 70 | 857 | 16 | 7 | 11 | 3 |
| 22. | 70,0 | 580 | 80 | 861 | 21 | 10 | 13 | 3 |
| 23. | 75,0 | 590 | 75 | 839 | 22 | 12 | 12 | 3 |
| 24. | 80,0 | 600 | 100 | 841 | 23 | 11 | 14 | 3 |
| 25. | 85,0 | 420 | 80 | 851 | 24 | 12 | 11 | 3 |

**ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ЗАДАНИЙ СЛУШАТЕЛЕЙ**

Решение индивидуального задания оформляются в виде индивидуальной работы по дисциплине и оформляется отдельным документом. Образец оформления титульного листа работы представлен в приложении 1. Последние две цифры зачетной книжки слушателя соответствуют номеру варианта задания из таблицы 5.4.

Работы оформляются в машинописном виде на нелинованных белых листах формата А4. Поля - 20 мм со всех сторон, шрифт: размер 14, TIMESNEWROMAN, межстрочный интервал – одинарный.

Оформленные работы в электронном виде прикрепляются в системе Эдукон для проверки преподавателем.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

**«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Отчет

по **ИНДИВИДУАЛЬНОЙ РАБОТЕ**

по дисциплине:

**«ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ»**

|  |  |
| --- | --- |
| Выполнил: | слушатель гр.\_\_\_\_\_\_\_ФИО |
| Проверил: | к.т.н., доцент Земенкова М.Ю. |

Тюмень

2019

ПРИЛОЖЕНИЕ 2























