

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра МНГД и физики

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

к выполнению практических работ по курсу:

*«Техника и технология бурения скважин на Арктическом шельфе»*

для студентов по специальности:

*21.03.01 «Нефтегазовое дело» и 21.05.05 «Физические процессы нефтегазового производства»*

## **ВВЕДЕНИЕ**

Программой курса предусмотрено четырнадцать практических работ, в процессе выполнения которых закрепляется теоретический материал.

Описание каждой работы содержит цель работы, общие сведения, краткое описание практических расчетов. Результаты практической работы показываются преподавателю.

## **РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА**

- 1. Антипов и др.** Физические процессы нефтегазового производства
- 2. Логанов Ю.Д.** Открытые фонтаны и борьба с ними.
- 3. Войтенко В.С.** Управление горным давлением.
- 4. Скрыпник С.Г.** Техника для бурения нефтяных и газовых скважин на море.
- 5. ГОСТ 21153.8-88** "Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии".
- 6. ИРБК- 97.** Инструкция по расчету бурильных колонн.
- 7. ИРОК-97.** Инструкция по расчету обсадных колонн.

## Практическая работа № 1

### РАСЧЕТ ВЕТРОВОЙ НАГРУЗКИ НА ПБУ

Погодные условия влияют и ограничивают проведение тех или иных операций на буровой. Большие сооружения обладают парусностью.

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет ветровой нагрузки

Расчетное давление ветра определяется как:

$$P_w = 0.625 \cdot C_H \cdot C_S \cdot V^2,$$

где  $V$  - скорость ветра;  $C_H$  – коэффициент влияния ветра;  $C_S$  - коэффициент влияния формы судна. В таблице 1 приведены исходные данные к расчету  $P_w$ .

Таблица 1

№ Варианта	$P_w$ , Па	$P$ , Па	Скорость по анемометру, м/ч
1			16
2			15
3			13
4			12
5			10
6			5
7			4
8			3
9			12
10			9
11			50
12			60

Расчитанная скорость  $P_w$  сопоставляется с  $P$ , которая рассчитывается следующим образом:

$$P = \frac{\rho \cdot V^2}{2},$$

где,  $\rho$  - плотность бурового раствора,  $C_H$ - меняется в диапазоне 1-1.16,  $C_S$  – лежит в диапазоне 0.5- 1.5. Определите, при каких  $C_H$  и  $C_S$   $P=P_w$ . Постройте зависимость  $P(V)$  для 4 точек.

## Практическая работа № 2

### РАСЧЕТ ВОЛНОВОЙ НАГРУЗКИ НА ПБУ.

Волновые нагрузки и нагрузки от подводных течений действуют на спускаемое оборудование и само ПБУ. Также подводные течения размывают грунт под опорами СПБУ.

#### Порядок выполнения работы

От подводного течения сила действующая, например на райзер или на спускаемый подводный превентор:

$$F = c \cdot \rho \cdot V^2 \cdot S$$

где,  $c$  – коэффициент формы тела,  $\rho$  - плотность морской воды,  $V$  – скорость подводного течения,  $S$  – площадь сечения тела перпендикулярная направлению течения.  
 Примерная оценка высоты волны может быть определена из формулы Скотта:

$$h = (0.03 \cdot V + 2)$$

где,  $h$  – высота волны, фута,  $V$  – скорость ветра, узел,  $1 \text{ уз} = 1.859 \text{ км/ч}$ . По японскому регистру минимальный период волны для функционального состояния ПБУ:

$$T = 2.65 \cdot \sqrt{h}$$

В таблице 2 приведены данные для расчета.

Таблица 2.

№ Варианта	V, м/ч	F, Н	h, м
1	1.6		
2	1.5		
3	1.3		
4	1.2		
5	1.0		
6	0.5		
7	0.4		
8	0.3		
9	1.2		
10	0.9		
11	5.0		
12	6.0		

Рассчитайте  $F(V)$  для любых 4 точек выбранных по возрастанию скорости при  $c=0.25$  и  $S=10 \text{ м}^2$  и  $h$ .

### Практическая работа № 3

#### РАСЧЕТ ЛЕДОВЫХ НАГРУЗОК

Кинетическая энергия тороса или плавающего ледяного поля при столкновении с ПБУ может сорвать установку с якорей или воздействовать на корпус установки. В зависимости от формы защиты установка может либо выталкиваться вверх, либо вниз ледовым полем

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет ледовых нагрузок

Кинетическая энергия тороса:

$$E = \frac{m \cdot V^2}{2} + F r,$$

где,  $m$  – масса льда,  $V$ - скорость движения тороса, средняя плотность льда  $\rho_{\text{л}} = 916 \text{ кг/м}^3$ .

Силу можно выразить через импульс и время действия в момент соприкосновения тороса и преграды:

$$F = \frac{m \cdot V}{\Delta t}$$

На верхнюю часть тороса находящуюся над водой действует сила ветра:

$$F = c \cdot \rho \cdot V^2 \cdot S,$$

где  $V$  – скорость ветра,  $S$  – площадь на которую воздействует ветер с учетом угла, плотность воздуха  $1.29 \text{ кг/м}^3$ ,  $c=1$ , скорость ветра  $25 \text{ м/с}$ ,  $r$  - перемещение, м.

В таблице 3 приведены данные для расчетов. Скорость воды принять  $0.7 \text{ м/с}$ .

Таблица 3.

№ Варианта	м, т	Е, Дж	Ф, Н
1	1000		
2	700		
3	560		
4	1200		
5	1330		
6	1140		
7	1120		
8	1075		
9	1798		
10	1055		
11	1545		
12	1297		

Расчет глубины  $z$ , на которой находится нижняя грань тороса, считая от поверхности, производится по следующей формуле:

$$z = \frac{m \cdot g + 2 \cdot a \cdot b \cdot \sigma}{a \cdot b \cdot \rho \cdot g},$$

где,  $a$  – ширина,  $b$ - длина тороса,  $\sigma$  - коэффициент поверхностного натяжения  $0.073 \text{ Н/м}$ ,  $\rho$  плотность воды. Рассчитайте глубину  $z$ , при этом примите  $a=15 \text{ м}$  и  $b=10 \text{ м}$ . Определите, какая часть тороса находится над водой. Плотность воды примите  $1030 \text{ кг/м}^3$ .

#### Практическая работа № 4

#### РАСЧЕТ НА ИЗГИБ ПОДВОДНОЙ ЧАСТИ РАЙЗЕРА

При отклонении ПБУ от точки бурения в результате погодных условий в теле бурильной колонны и райзера возникают изгибные напряжения. Отечественную задачу постановки расчетов изгибающих напряжений для БК осуществил А.Е Сароян. По данным на БС допустимое отклонение составляет 5% глубины моря.

#### Порядок выполнения работы

#### Расчет на изгиб райзера

Постановка задачи дифференциального уравнения равновесия морского воздействия с учетом качки:

$$YJ_0 \frac{du^2}{dx^2} + P(\square - u) = Q(L - x):$$

где  $YJ_0$  - изгибная жесткость БК,  $P$ - вес превентора,  $\square$  - отклонение судна,  $u$  – функция прогиба,  $L$ - глубина моря,  $x$ -рассматриваемая глубина. Данное уравнение можно решить, например, в среде Mathematica или Matlab. Можно посмотреть и среду Maple.



## Практическая работа № 5

### РАСЧЕТ НА ИЗГИБ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ПО ИРОК

В Инструкции по Расчету Обсадных Колонн (ИРОК) есть раздел, где рассматривается спуск ОК через акваторию.

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет на изгиб при спуске ОК через акваторию

Наибольшее нагрузки действующие у устья на уровне поверхности акватории определяют из выражений:

$$Q = q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2 + q_3 \cdot l_3 \dots,$$
$$M = K \sqrt{EJP} \cdot \left( \frac{\square}{l} + Q \right),$$
$$Q_g = \frac{E \cdot F \cdot V}{a} + \frac{F \cdot E \cdot W \cdot L}{a^2},$$
$$Q_n = \frac{E \cdot F \cdot A \cdot W}{a} \left[ \operatorname{tg} \frac{wL}{a} + \frac{(2 \cdot n + 1)^2}{\left( \frac{2 \cdot L}{\pi \cdot a} \right)^2 [w^2 - \left( \frac{2n+1}{2L} \right)^2]} \right],$$

где,  $K_3$  - коэффициент, зависящий от условий закрепления колонны у устья. Принимается в пределах 0.75 -1; P- осевая растягивающая нагрузка, Н;  $P=Q_p - 0.5 Q_a$ ;  $Q_a$  – вес части колонны от устья скважины до дна акватории, Н;  $\square$  - смещение судна;  $l_a$  – глубина акватории;  $\theta$  - угол поворота судна оси скважины; p- поперечная нагрузка от давления волн и течений на единицу длины колонны, Н/м; I – момент инерции сечения, м<sup>4</sup>; E- модуль упругости, кН/м<sup>2</sup>, Q – растягивающая нагрузка от собственного веса, M- изгибающий момент от смещения.  $Q_d$  – динамические нагрузки при посадке колонны в клиновый захват и  $Q_{ин}$ - инерционные нагрузки связанные с вертикальным колебанием судна. В таблице 4 приведены данные для расчета. Весовые характеристики погонного метра труб возьмите из справочников.

Таблица 4.

E	I	P	$\square$	$l_1$	$l_2$	$D_{ок1}$	$D_{ок2}$	$l_a$	$q_{ок1}$	$Q_{ок2}$
$2.1 \cdot 10^5$	$861 \cdot 10^{-8}$		10	2917	183	0.340	0.340	340		

## Практическая работа № 6

### РАСЧЕТ НА ИЗГИБ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПО ИРБК

В Инструкции по Расчету Бурильных Колонн (ИРБК) есть раздел, где рассматривается спуск БК через акваторию.

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет на изгиб при спуске БК через акваторию

1. Изгибающий момент от горизонтальных перемещений судна и угла поворота судна относительно оси скважины, а также от действия водной среды, имеет наибольшее значение у устья судна и у дна. У устья:

$$M_u = 0.1 \cdot K_3 \cdot \sqrt{PEI} \left( \frac{\square}{l_a} + Q + \frac{P \cdot l_a}{2 \cdot P} \right).$$

2. У дна:

$$M_u = 0.1 \cdot \sqrt{PEI} \left( \frac{\square}{l_a} + \frac{K_3 \cdot Q}{10l_a} \sqrt{\frac{EI}{P} + \frac{P}{2P}} \right),$$

где,  $K_3$  - коэффициент, зависящий от условий закрепления колонны у устья. Принимается в пределах 0.75 -1; P- осевая растягивающая нагрузка, Н;  $P=Q_p - 0.5 Q_a$ ;  $Q_a$  – вес части колонны от устья скважины до дна акватории, Н;  $\square$  - смещение судна;  $l_a$  – глубина акватории;  $\theta$  - угол поворота судна оси скважины; p- поперечная нагрузка от давления волн и течений на единицу длины колонны, Н/м; I – момент инерции сечения, м<sup>4</sup>; E- модуль упругости, кН/м<sup>2</sup>. В таблице 4 приведены данные для расчета. Весовые характеристики погонного метра труб возьмите из справочников.

Таблица 4.

Е	I	P	$\square$	L <sub>БГ</sub>	L <sub>УБГ</sub>	D <sub>БГ</sub>	D <sub>УБГ</sub>	l <sub>a</sub>	q <sub>БГ</sub>	q <sub>УБГ</sub>
2.1 10 <sup>5</sup>	861 10 <sup>-8</sup>		10	2917	183	0.127	0.178	340		



## Практическая работа № 7

### РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ СМЕРЗАНИЯ

При вторичном смерзании после вскрытия ММП при бурении, при остановке добычной скважины, а также и при остановках трубопроводного потока нефти нарастающее давление смерзания может смять, например ОК. В лабораторных условиях давление смерзания можно получить до 200 МПа, в реальных скважинных условиях это зависит от герметичности смерзающего объема и может достигать 10-15 МПа.

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет давления смерзания

Рассмотрим некоторые модели смерзания:

$$\sigma_{\max} = \frac{\rho_a - \rho_l}{\rho_a} m_l \cdot E \frac{V}{V_0},$$

где,  $\rho_a$  -плотность воды,  $\rho_l$  - плотность льда,  $m_l$  – содержание льда в единице объема, E-модуль упругости породы. V- объем каверны,  $V_0$ -объем скважины. Следующая модель:

$$\sigma_{\max} = \frac{E \cdot K(D_{\text{кав}}^2 - D_{\text{скв}}^2)}{2 \cdot (1-\nu)D_{\text{кав}}^2} + \rho_{zn} \cdot g \cdot h$$

где, K-коэффициент расширения промывочной жидкости,  $\nu$  - коэффициент Пуассона,  $D_{\text{кав}}$  – диаметр каверны, E-модуль упругости породы,  $D_{\text{скв}}$  - диаметр скважины. Исходные данные для расчета приведены в таблице 4.  $K=0.995$ ,  $\nu=0.35$ ,  $\rho_l=916 \text{ кг/м}^3$ ,  $\rho_{zn}=2.31 \text{ г/см}^3$ .

Таблица 4.

Глубина h, м	T, °	E, 10 <sup>3</sup> МПа	D <sub>скв</sub> , м	D <sub>кав</sub> , м
350	-4	2	0.178	1
400	-2	1.5	0.168	1.5
100	-1	1	0.340	0.8

Модель по А.И. Булатову:

$$\sigma_{\max} = \frac{E \cdot \alpha(D_{\text{кав}}^2 - D_{\text{скв}}^2)}{(1-\nu)D_{\text{кав}}^2} + \rho_{zn} \cdot g \cdot h,$$

где  $\alpha = 0.061$ ,  $E=10^3$  МПа.

## Практическая работа № 8

### РАСТЕПЛЕНИЕ ММП

При бурении интервалов бурения ММП необходимо вскрывать данные интервалы с максимальной допустимой скоростью бурения и с температурой не выше 8-10 градусов. Но сезон бурения не зависит от времен года и температура, какая есть такая и будет. Опасность растепления устья при кустовом бурения может привести к слиянию зон растепления и прорывов газа по этим зонам и провалов устья.

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет радиуса растепления

Расчет радиуса растепления по Б.Б. Кудряшову при бурении в ММП:

$$R = \sqrt{\frac{R_0 \cdot 2(k_{aep} - 1) \cdot k_{\tau 1}(t - T_n)\tau + R_0^2}{\psi \cdot \rho_n W_n}},$$

где,  $R_0$ -радиус скважины, м;  $k_{aep}$  - поправочный множитель коэффициента нестационарного теплообмена;  $T_n$  – температура пород, °;  $\tau$  - время циркуляции, сек;  $\psi$  - удельная теплота плавления льда,  $3.34 \times 10^5$ , Дж/кг=79, 4 кал/ гр. Плотность пород ММП =1300 кг/м<sup>3</sup>.  $W_n$ - влажность породы.

$$k_{aep} = 1 + \frac{2 \cdot \psi \cdot W_n}{\kappa_r \cdot t \cdot C_n},$$

где,  $\kappa_r$  -безразмерный коэффициент зависящий от характерного поля температур вокруг цилиндра, 4.8;  $t$ - температура промывочной жидкости в КЗП;  $C_n$  – удельная массовая теплоемкость пород,  $10^{-3}$ .

$$k_{\tau} = \frac{\sqrt[4]{\lambda_n^3}}{\sqrt{R_0}} \sqrt{\frac{C_n \cdot \rho_n}{\tau}},$$

где,  $\lambda_n$  - удельная теплопроводность пород, 2.24 Вт/ м К;  $R_0$ =0.508 м. Определите радиус растепления ММП через сутки с начала бурения данного интервала и  $t = - 1^\circ$ . Растепление по Антипову:

$$t = \frac{w \cdot \rho_2 \cdot L(2 \cdot S^2 \ln(\frac{S}{a}) - S^2 + Q^2)}{4(\frac{\lambda_1(T_0 - T_3)}{\ln(k)} \ln(\frac{S}{a}) + \lambda_2(T_{ск} - T_3))},$$

$w$ - влажность породы,  $S$ - радиус протаивания,  $a$  – радиус скважины,  $L$ -удельная теплота фазового перехода,  $\rho_2$  - плотность воды,  $\lambda_1$  - коэффициент теплопроводности в зоне протаивания,  $\lambda_2$  - коэффициент теплопроводности в мерзлой зоне,  $T_0$ - начальная температура.  $T_3$  – температура на границе раздела фаз (температура плавления),  $K$  – постоянный коэффициент. В таблице 5 приведены исходные данные для расчета радиуса протаивания  $S$  за сутки.

w	S	$\lambda_1$	$\lambda_2$	a	Q	$T_3$	$T_{ск}$	$T_0$	$\kappa$	$\rho_2$
0.15		2700	2100	0.508	59	274	300	330	1	1000

## Практическая работа № 9

### ТЕПЛОПЕРЕДАЧА ЧЕРЕЗ ОБСАДНУЮ КОЛОННУ.

Растепление пород может происходить и от эксплуатационных скважин. Так как интервал ММП перекрыт рядами обсадных колон и тампонажного камня то температуру на стенке ММП следует рассчитать. При этом температура добываемой нефти в добычной скважине известна в интервале залегания ММП.

#### Порядок выполнения работы

#### Расчет теплопередачи через ОК

Для расчета теплопередачи через ОК необходимо вначале рассчитать температуру на внутренней стенке трубы:

$$q = \alpha \cdot \pi \cdot d(t_{жс} - t_{см}),$$

где,  $\alpha$  - коэффициент теплоотдачи;  $d$  – диаметр скважины,  $t_{ж}$  – температура внутри трубы;  $t_{ст}$  - температура на внутренней стенке трубы,  $q$  – тепловой поток.  
Для потока тепла, идущего от внутренней стенки трубы к наружной:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda (t_{вн} - t_{нар})}{\lg \frac{d_{нар}}{d_{вн}}},$$

где,  $\lambda$  - коэффициент теплопроводности, Вт/м к;  $t_{вн}$  – температура на внутренней стенке трубы,  $t_{нар}$  - наружной стенки трубы;  $d_{нар}$  – диаметр наружной стенки трубы,  $d_{вн}$ - внутренней стенки трубы.  
Для потока тепла идущего от наружной стенки трубы через цементный камень на наружную его сторону:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda (t_{вн} - t_{нар})}{\lg \frac{d_{нар}}{d_{вн}}},$$

Исходные данные для расчета приведены в таблице 5. Необходимо определить температуру на внешней стороне цементного камня.

Таблицы 5.

$\alpha$	$\lambda_{ст}$	$\lambda_{цк}$	$d_{нар}$	$d_{вн}$	$t_{ж}$	$t_{вн}$	$t_{нар}$	$t_{цк}$
0.15	1550	2700	0.340	0.332	25			

## Практическая работа № 10

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Под ними понимаются коэффициенты удельной теплоемкости -с, температуропроводности-а, теплопроводности-  $\lambda$  .

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет теплофизических коэффициентов

Коэффициент удельной теплоемкости, Дж/кг  $^{\circ}$ С :

$$c = 1400(1 + 2.02\rho^{-3.3}),$$

Коэффициент температуропроводности:

$$a = 18.3 \cdot 10^{-8} [1 + 0.88(\rho - 1.45)],$$

Коэффициент теплопроводности, Вт/м  $^{\circ}$ С :

$$\lambda = a \cdot c \cdot \rho.$$

Рассчитайте коэффициенты для следующего ряда плотностей:

$\rho = 1.12, 1.14, 1.15, 1.17, 1.19, 2, 2.1$  г/см<sup>3</sup> и постройте графики изменения коэффициентов от плотностей. 1 Дж=0.2396 кал, 1 Вт=862 кал/ч, 1 кал=4.19 Дж.

## Практическая работа № 11

### РАЗМЫВ СОЛЯНОГО ПЛАСТА ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПХГ.

Размыв соляного пласта осуществляют с целью создания подземного хранилища нефти.

#### Порядок выполнения работы

##### Расчет времени размыва соли заданного объема

Рассмотрим время создания демонстрационной модели создания ПХГ. Пусть расход воды  $Q$  нам известен по замерам. По замерам плотности выходящего рассола определяем концентрацию солей по номограмме,  $C$  г/л. Задан объем ПХГ  $-V$ ,  $m^3$ . Плотность соли пусть  $2.18$  г/ $cm^3$ . Определим массу соли, которую нужно размывать.

$$m = \rho \cdot V,$$

При данной концентрации определим  $V_p$  рассола, который нужно получить для образования полости заданного  $V$ :

$$V_p = \frac{m}{C},$$

Определяем время размыва:

$$t = \frac{V_p}{Q}$$

Если размыв идет водой с  $C_0$ , то  $C = C - C_0$ . Далее компрессором удаляем рассол в полости.

Определите по исходным данным время создания демонстрационного резервуара, таблица 5. Возьмите  $C=51.7$  г/л. При  $C=318$  г/л плотность рассола составляет  $1.2$  г/ $cm^3$ .

Таблица 5.

№ варианта	$Q$ , л/с	$\rho$ , г/ $cm^3$	$m$ , гр	$V$ , мл	$V_p$ , мл	$t$ , с
1	0.0024	2.18		150		
2	0.0026	2.18		200		
3	0.0028	2.18		300		
4	0.0030	2.18		400		
5	0.0032	2.18		500		
6	0.0034	2.18		600		

## Практическая работа № 12

### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ СЛАБЫХ ГРУНТОВ

Значение вязкости входит в реологическую модель горной породы- вязкопластичная, упруговязкая т.д. По модели можно спрогнозировать время сужения стенок скважины после которого спуск обсадной колонны будет осложнен.

#### Порядок выполнения работы

##### Определение вязкости слабых грунтов

Пусть известен предел текучести  $\sigma_m$  горной породы представленной глиной. Тогда реологическое уравнение состояния ее будет определяться как:

$$\varepsilon = \frac{1}{\eta}(\sigma - \sigma_m)t,$$

где,  $\varepsilon$  - деформация ползучести,  $\eta$  - пластическая вязкость,  $t$  – время. Один из способов определения вязкости - способ вдавливания стального шара в глину:

$$\eta = \frac{R}{1.5 \cdot \pi \cdot d \cdot v},$$

где,  $R$  – сила вдавливания шара,  $d$ -диаметр шара,  $v$  - скорость вдавливания шара. Вязкость породы можно определить и по промысловым данным:

$$\eta = \sqrt{3} \frac{\sigma_m \cdot t}{D_{max} - D_{min}} r_c (0.61 \cdot e^{\frac{P_c - P_p}{1.15 \sigma_m}} - 1),$$

где,  $D_{max}$ - первый замер диаметра скважины,  $D_{min}$  – второй замер. Оба замера меньше  $D$  номинального,  $r_c$  - радиус скважины,  $P_r$ - давление горное,  $P_p$  – гидростатическое давление.

Скорость сужения стенок скважины:

$$V = \frac{D_{max} - D_{min}}{2 \cdot t}.$$

В таблице 5 приведены данные для расчета вязкости.  $D_{max} - D_{min}$  выражаем через скорость и время и подставляем в  $\eta$ . Диаметр скважины 0.216 м.

Таблица 5.

$D_{min}$ , м	$D_{max}$ , м	$P_r$ , МПа	$P_p$ , МПа	$\sigma_m$ , МПа	$t$ , сек
0.140	0.210	75	72	5.2	3600x60

## Практическая работа № 13

### РАСЧЕТ ОБСАДНЫХ ТРУБ НА СМЯТИЕ

Обсадные трубы сминаются от вторичного смятия, от пластичных пород (глины, соленосные толщи), от деформации горных пород из-за разработки месторождений нефти и газа и от геологических подвижек.

#### Порядок выполнения работы

##### Определение минимального давления смятия ОК

Минимальное сминающее критическое давление труб рассчитывается по формуле:

$$P_{\min} = \frac{2 \cdot k_t [2k_t \cdot \sigma_{cm} - (p_n - p_e) c_p]}{0.63 + 0.77k_t},$$

где  $\sigma_{cm}$  - предел текучести стали,  $P_n$  – давление столба раствора за обсадной колонной,  $P_b$  – внутреннее давление колонны с учетом возможного опорожнения колонны,  $C_p = 0.85-1$  коэффициент учитывающий снижение сопротивляемости труб от действия растягивающих нагрузок.  $k_t = \frac{\delta h}{d_c}$ ,  $\delta h$  - толщина стенок скважины,  $d_c$  – диаметр скважины. Пусть диаметр колонны 0.508 м,  $\delta h = 8$  мм. Из справочных данных возьмите предел текучести данной колонны и рассчитайте  $P_{\min}$ .

### Практическая работа № 14

#### ПОСТРОЕНИЕ ПАСПОРТА ПРОЧНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Для построения огибающей предельных кругов мора горных пород применяются пять методов: объемного сжатия, среза со сжатием, соосных пуансонов, расчетный метод и при сжатии растяжении.

#### Порядок выполнения работы: Построение паспорта прочности ГП

Методика построения паспортов соответствует ГОСТ 21153.8-88 "Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии".

В качестве исходных данных принимаются средние арифметические значения пределов прочности породы при одноосном сжатии  $\sigma_{сж}$  и одноосном растяжении  $\sigma_p$ . Методы определения этих величин рассматриваются в курсе "Физико-механические свойства скальных горных пород", а также приведены в ГОСТ 21153-84 и ГОСТ 21153-85.

Методика рассматривается на следующем примере: построить паспорт прочности монолита мрамора, для которого определены  $\sigma_{сж} = 78.7$  МПа,  $\sigma_p = 10.2$  МПа. Плотность породы  $\gamma = 0.029$  МН/м<sup>3</sup>, глубина залегания  $H = 1500$  м, максимальный коэффициент концентрации напряжений на контуре выработки  $k_{о.д.} = 2.55$ .

2.1. Определение координат точек огибающей кругов Мора:

2.1.1. определяется отношение безразмерных радиусов  $q_1$  и  $q_2$  кругов Мора

$$\frac{q_2}{q_1} = \frac{\sigma_{сж}}{\sigma_p} = \frac{78.7}{10.3} = 7.7$$

2.1.2. По таблице 1 в соответствии с отношением  $q_2/q_1$  определяются параметры:

$$q_2 = 0.1940,$$

$$k_1 + q_1 = 0.0517.$$

Т.к. для отношения  $q_2/q_1 = 7.7$  значения этих параметров не указаны, то они определяются методом интерполяции между значениями  $q_2/q_1 = 7.6$  и  $q_2/q_1 = 7.8$ .

2.1.3. Определяется значение параметра формы огибающей по формуле:

$$a = \frac{\sigma_{сж}}{2q_2} = \frac{78.7}{2 \times 0.1940} = 202 \text{ МПа}$$

2.1.4. Определяется значение переноса начала координат по формуле

$$\sigma_0 = a(k_1 + q_1) = 202 \times 0.0517 = 10.4 \text{ МПа}$$

Таблица 1. Коэффициенты для определения параметров формы огибающей

$q_2/ q_1$	$q_2$	$K_1 + q_1$	$q_2/ q_1$	$q_2$	$K_1 + q_1$
1.3	0.6751	1.1418	10.2	0.1331	0.0265
1.5	0.6567	1.1118	10.4	0.1298	0.0253
2.0	0.6138	0.7317	10.6	0.1266	0.0242
2.5	0.5704	0.5252	10.8	0.1235	0.0231
3.0	0.5253	0.3933	11.0	0.1206	0.0222
3.5	0.4784	0.3011	11.2	0.1178	0.0213
4.0	0.4308	0.2335	11.4	0.1152	0.0204
4.4	0.3936	0.1918	11.6	0.1126	0.0196
4.8	0.3584	0.1586	11.8	0.1102	0.0189
5.2	0.3262	0.1322	12.0	0.1079	0.0181
5.6	0.2972	0.1111	12.2	0.1056	0.0175
6.0	0.2717	0.0942	12.4	0.1035	0.0169
6.4	0.2493	0.0807	12.6	0.1014	0.0162
6.8	0.2297	0.0697	12.8	0.0994	0.0157
7.0	0.2208	0.0649	13.0	0.0975	0.0151
7.2	0.2123	0.0607	13.5	0.0930	0.0139
7.4	0.2047	0.0568	14.0	0.0889	0.0128
7.6	0.1974	0.0533	14.5	0.0851	0.0118
7.8	0.1906	0.0500	15.0	0.0816	0.0109
8.0	0.1841	0.0471	16.0	0.0754	0.0095
8.2	0.1781	0.0443	17.0	0.0701	0.0083
8.4	0.1724	0.0419	18.0	0.0654	0.0073
8.6	0.1670	0.0396	19.0	0.0614	0.0065
8.8	0.1619	0.0375	20.0	0.0578	0.0058
9.0	0.1573	0.0356	21.0	0.0546	0.0052
9.2	0.1526	0.0337	22.0	0.0517	0.0047
9.4	0.1483	0.0320	23.0	0.0491	0.0043
9.6	0.1442	0.0305	24.0	0.0467	0.0039
9.8	0.1403	0.0290	25.0	0.0446	0.0036
10.0	0.1366	0.0277	30.0	0.0363	0.0024

2.1.5. Определяется верхнее граничное значение безразмерной координаты по формуле:

$$K = \frac{\sigma + \sigma_0}{\alpha}$$

где  $\sigma$  – нормальное тангенциальное напряжение, действующее в массиве.

На контуре выработки значение  $\sigma$  определяется по формуле:



$$\sigma = k_{од} \gamma H = 2.55 \times 0.029 \times 1500 \cong 111 \text{ МПа}$$

Согласно ГОСТ 21153.8-88, данный метод построения паспорта применим в диапазоне нормальных напряжений  $\sigma \leq 1.5\sigma_{сж}$  т.е. в рассматриваемых условиях применение метода корректно, т.к.:

$$\sigma = 111 \text{ МПа} \leq 1.5\sigma_{сж} = 1.5 \times 78.7 \cong 118 \text{ МПа}$$

Тогда:

$$K = \frac{111 + 104}{202} = 0.6$$

2.1.6. По таблице 2 в соответствии с вычисленным значением  $K = 0.6$  определяется параметр  $\ell = 0.4440$ .

Таблица 2. Безразмерные координаты для построения паспорта прочности

<b>K</b>	<b>ℓ</b>	<b>K</b>	<b>ℓ</b>
2.00	0.6720	0.0300	0.0526
1.80	0.6600	0.0200	0.0388
1.60	0.6450	0.0100	0.0231
1.40	0.6310	0.0080	0.0196
1.20	0.6010	0.0060	0.0157
1.00	0.5630	0.0050	0.0137
0.90	0.5400	0.0040	0.0115
0.80	0.5110	0.0030	0.0094
0.70	0.4820	0.0020	0.0069
0.60	0.4440	0.0010	0.0041
0.50	0.3990	0.0009	0.0038
0.40	0.3410	0.0008	0.0035
0.30	0.2865	0.0007	0.0031
0.20	0.2151	0.0006	0.0028
0.10	0.1294	0.0005	0.0024
0.08	0.1101	0.0004	0.0020
0.06	0.0882	0.0003	0.0016
0.05	0.0771	0.0002	0.0012
0.04	0.0653	0.0001	0.0007

2.1.7. По таблице 2 выбираются парные значения  $K$  и  $\ell$ , начиная от верхнего значения  $K$  (п.2.1.6) при соблюдении следующих требований:

- общее число парных значений должно быть не менее 10,
- количество точек с координатой  $\sigma < 0$  (см. далее п.2.1.8) должно быть не менее 3.

2.1.8. Определяются координаты  $\sigma$  и  $\tau$  точек огибающей кругов Мора по формулам:

$$\sigma = K\alpha - \sigma_0$$

$$\tau = \ell\alpha$$

Например, при  $K = 0.4$ , соответственно,  $\ell = 0.3410$

$$\sigma = 0.4 \times 202 - 10.4 = 70.4 \text{ МПа}$$

$$\tau = 0.3410 \times 202 = 68.9 \text{ МПа}$$

при  $K = 0.01$  и  $\ell = 0.0231$

$$\sigma = 0.01 \times 202 - 10.4 = -8.38 \text{ МПа}$$

$$\tau = 0.0231 \times 202 = 4.66 \text{ МПа}$$

Результаты вычислений координат записываются в таблицу 3.

Таблица 3. Координаты точек огибающей кругов Мора.

№ точек	K	ℓ	σ, МПа	τ, МПа
1	0.60	0.4440	111	89.7
2	0.40	0.3410	70.4	68.9
3	0.30	0.2865	50.0	57.9
4	0.20	0.2151	30.0	43.5
5	0.10	0.1294	9.8	26.1
6	0.08	0.1101	5.8	22.2
7	0.06	0.0882	1.7	17.8
8	0.04	0.0653	-2.3	13.2
9	0.02	0.0388	-6.4	7.8
10	0.01	0.0231	-8.4	4.7

## 2.2. Построение огибающей кругов Мора.

По совокупности парных значений  $\sigma$  и  $\tau$  в координатах  $\sigma$ - $\tau$  наносят семейство точек и соединяют их плавной кривой (рис.1). Контроль правильности расчетов и построения огибающей выполняется построением полуокружностей радиусами  $\sigma_p/2$  и  $\sigma_{сж}/2$  с координатами центров  $(-\sigma_p/2; 0)$  и  $(\sigma_{сж}/2; 0)$ . Если расчеты и построения выполнены правильно, то полуокружности должны коснуться огибающей.

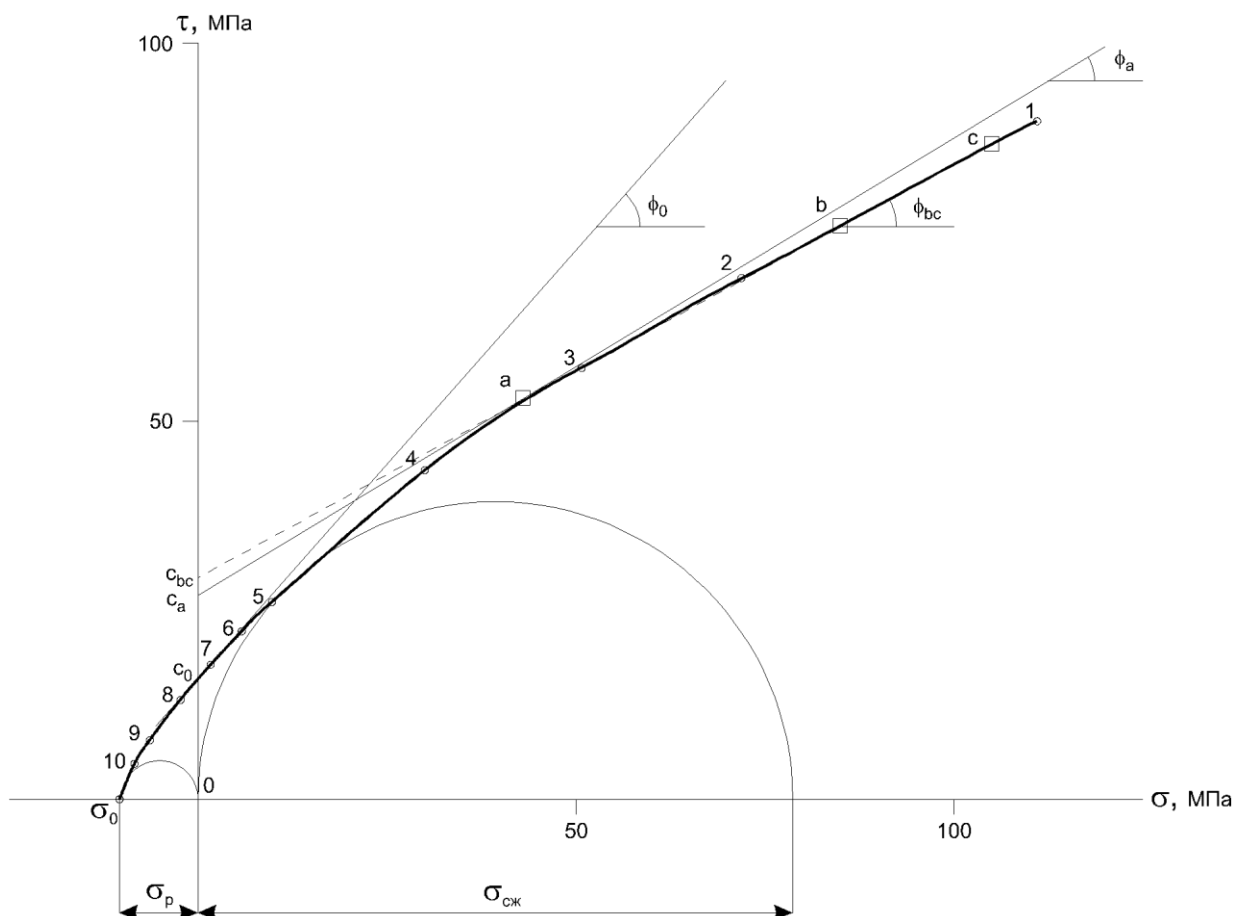


Рис.1 Паспорт прочности горной породы

## 2.3. Определение основных параметров паспорта прочности.

2.3.1. Определяется сцепление  $c_0$ , как предельное сопротивление срезу  $\tau_c$  при отсутствии нормальных напряжений на площадке сдвига: при  $\sigma=0$  по рис.1 находим, что  $c_0=\tau_c=17$ МПа

2.3.2. Определяется угол внутреннего трения при отсутствии нормальных напряжений на площадке сдвига  $\phi_0$ , как угол наклона касательной к огибающей в точке с координатами  $\sigma=0$  и  $\tau=c_0$ :  $\phi_0=49$

2.3.3. Определяется условное сцепление  $c_a$  в любой точке  $a$  и соответствующий угол внутреннего трения  $\tau$  огибающей как ординату пересечения касательной с осью  $\phi_a$ . Например, для точки  $a$  с координатами  $\sigma_a=43$  МПа и  $\tau_a=53$  МПа,  $c_a=27$  МПа значение  $\phi_a$  определяется по формуле:

$$\varphi_a = \arctg \frac{\tau_a - C_a}{\sigma_a} = \arctg \frac{53 - 27}{43} \cong 31^\circ$$

2.3.4. Определяется условное сцепление в заданном диапазоне нормальных напряжений, например

$\sigma_b=85$  МПа до  $\sigma_c=105$  МПа, как ординату пересечения продолжения прямой  $bc$  с осью ординат:

$C_{bc}=31$  МПа . Условный угол внутреннего трения  $\varphi_{bc}$  определяется по формуле:

$$\varphi_{bc} = \arctg \frac{\tau_c - \tau_b}{\sigma_c - \sigma_b} = \arctg \frac{87 - 75}{105 - 85} \cong 29^\circ$$

$\tau_c$  и  $\tau_b$  - соответственно ординаты точек  $c$  и  $b$ .