

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО  
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Кафедра морского  
нефтегазового дела

**Выбор класса буровой установки и  
проверка ее на устойчивость.**

*Методические указания к выполнению курсового  
проектирования по дисциплине «Техника и технология  
бурения нефтяных и газовых скважин на  
Арктическом шельфе» для обучающихся по  
специальности 21.05.05 Физические процессы горного  
или нефтегазового производства и по направлению  
21.03.01 Нефтегазовое дело  
очной и заочной формы обучения*

Мурманск  
2019

Составители – Кортаев Борис  
Александрович, доцент кафедры морского  
нефтегазового дела, Надиралиев Камран  
Гасалиевич, ассистент кафедры морского  
нефтегазового дела

Методические указания рассмотрены и  
одобрены кафедрой морского нефтегазового  
дела 17 января 2019 г., протокол №5/18.

Рецензент – Васёха Михаил Викторович,  
доктор технических наук, директор  
Института арктических технологий МГТУ.

*Электронное издание подготовлено в  
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет

183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72

Уч.-изд. л. 1,125. Заказ -

Мурманский государственный технический университет, 2019

©Б. А. Кортаев, 2019

## Оглавление

Выбор класса буровой установки и проверка ее на устойчивость. ....	4
Введение. ....	4
Расчетная часть .....	4
Допуская нагрузка на крюке для выбора класса буровой вышки .....	5
Вертикальные нагрузки на подкронблочную раму. ....	5
Выбор диаметра талевого каната .....	6
Горизонтальные силы действующие на кронблок .....	6
Расчет ветровой нагрузки .....	7
Нормативный напор ветра для нерабочего состояния .....	8
Расчет буровой вышки на устойчивость .....	10
Проверка на устойчивость .....	10
Определение необходимой длины талевого каната .....	11
Прочностные расчеты талевого каната .....	11
Определим мощность бурового насоса.....	12
Выбор плотности бурового раствора .....	12
1. Расчет градиентов давления и построение совмещенного графика градиентов давления .....	13
2. Расчет интервальных плотностей .....	15
Расчет конструкции скважины .....	16
Выбор диаметров долот под бурение обсадных колонн .....	16
Эксплуатационная колонна / хвостовик .....	19
Промежуточная колонна.....	19
Кондуктор .....	20
Направление .....	20
Определение избыточных давлений обсадных колонн по нормам API и ИРОК.....	21
Расчет профиля наклонно-направленной скважины и изгибающего момента бурильной колонны на интервалах кривизны .....	29
Расчет величины изгибающего момента при известных радиусах набора	

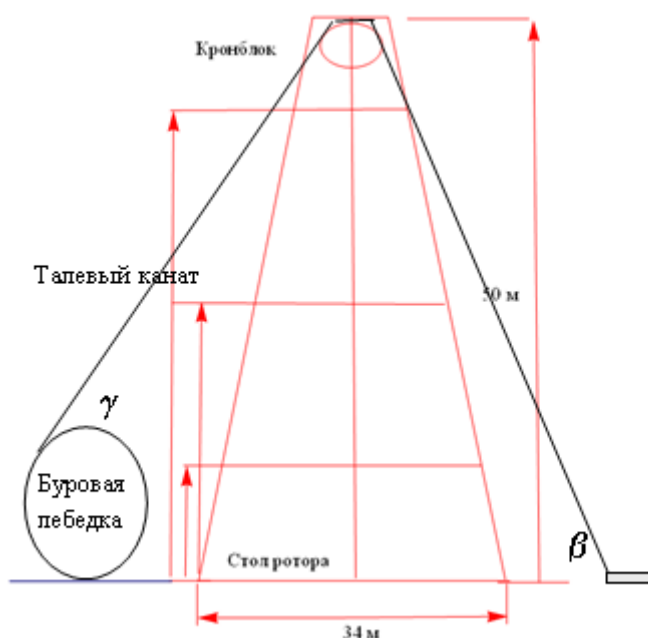
кривизны .....	34
Пример расчета действия ветра в т/м распределенного по высоте вышки СП 20.13330.2016.....	38
Варианты заданий .....	39
Справочные данные по насосам .....	40
Список литературы: .....	42

## Выбор класса буровой установки и проверка ее на устойчивость.

### Введение.

В настоящее время существуют следующие технологии бурения: традиционное бурение, двухградиентные технологии бурения, бурение обсадными трубами, бурение гибкими трубами, бурение монодиаметром. При применении любой из этих технологий необходимость в буровой вышке является ее наличие обязательной. Первый комплект бурового оборудования Уралмашзавод выпустил в конце 1944 г, а серийное производство было начато в 1946 г.

Общий вид буровой установки:



### Расчетная часть

При постановке задачи задается глубина бурения и диаметр эксплуатационной колонны. Конструкция скважины известна.

Проверяются весовые характеристики конструкции скважины при спуске. Силу Архимеда не учитывать, тк скважина может быть заполнена азрированным буровым раствором. Но выбор осуществляется по наиболее тяжелой колонне

- вес направления
- вес кондуктора
- вес 1 промежуточной колонны
- вес второй промежуточной колонны

-вес эксплуатационной колонны (ЭК)

- может быть, в качестве ЭК, будет спущен хвостовик

Проверяется условие:

$$G_{\text{БК}} \leq [G_{\text{к}}] \quad (1)$$

Либо

$$G_{\text{ок}} \leq [G_{\text{к}}] \quad (2)$$

По данным курсового проекта "Бурение нефтяных и газовых скважин" наиболее тяжелой является обсадная колонна и её вес, кН:

$$G_{\text{ок}} = 1620.76$$

### **Допуская нагрузка на крюке для выбора класса буровой вышки**

Допускаемая нагрузка на крюке для выбора буровой установки из (2) составляет:

$$G_{\text{к}} \geq \frac{G_{\text{ок}}}{0.6}$$

Поскольку скважина является разведочной с большой глубиной, и допустимая нагрузка на крюке должна быть не менее 2701.27 кН, то по табл.1.17 [с.18, 2] выбираем буровую комплектную установку 8-го класса.

По допускаемой нагрузке на крюке выбираем [с.89, 2] буровую установку БУ6500/400ЭР со следующими характеристиками:

- наибольшая оснастка талевого системы 6х7 по табл.1.1 [с.16, 1];
- допускаемая нагрузка на крюке - 4000 кН;
- условная глубина бурения - 6500 м.

### **Вертикальные нагрузки на подкронблочную раму.**

$$(P_{\text{верт}})_{\text{дин}} = G_{\text{к}} + G_{\text{тс}} + \frac{2P_{\text{к}}}{u_{\text{тс}}\eta_{\text{тс}}} = G_{\text{к}} + G_{\text{кб}} + \frac{2}{3}G_{\text{тк}} + \frac{2G_{\text{к}}}{u_{\text{тс}}\eta_{\text{тс}}} \quad (3)$$

Полученное максимальное значение веса ОК при определении класса БУ и соответственно нагрузка на крюке из пункта 2.1, Н:

$$G_{\text{к}} = 2701270$$

С учётом массы кронблока [с.92, 2] вес кронблока, Н:

$$G_{\text{кб}} = 70009.81 = 68670$$

Расстояние между кронблоком и талевым блоком, м:

$$l_6 = 40$$

Кратность полиспаста (число рабочих струн в оснастке) по табл.3.1 [с.74 , 1]:

$$u_{\text{ТС}} = 14$$

### Выбор диаметра талевого каната

По табл.1.1 [с.16, 1] выбираем диаметр талевого каната  $d_k=35$  мм; с учётом удельной массы, равной 5.05 кг/м по табл.3.2 [с.78, 1], погонный вес талевого каната, Н/м:

$$q_k = 5.05 \cdot 9.81 = 49.54$$

Вес талевого каната, Н:

$$G_{\text{ТК}} = l_6 u_{\text{ТС}} q_k = 27742.7$$

КПД талевой системы:

$$\eta_{\text{ТС}} = 1 - 0.02 u_{\text{ТС}} = 0.72$$

Вертикальные нагрузки на подкранблочную раму, Н:

$$(P_{\text{верт}})_{\text{дин}} = G_k + G_{\text{КБ}} + \frac{2}{3} G_{\text{ТК}} + \frac{2G_k}{u_{\text{ТС}} \eta_{\text{ТС}}} = 3.3210^6 \quad (4)$$

### Горизонтальные силы действующие на кранблок

2.3 Горизонтальная составляющая силы, действующей на кранблок (натяжение ведущей и неподвижной ветвей каната).

Для получения  $P_{\text{гор}} \leq 15$  кН принимаем расстояние точек касания струн талевого каната и кранблока на противоположных сторонах от точек крепления ветвей каната:

- ведущей ветви - 2 м ;
- неподвижной ветви - 1 м ;
- высота вышки - 45 м [с.91, 2].

Тангенс угла между вертикалью и ведущей ветвью талевого каната  $\beta$ :

$$\text{tg}\beta = \frac{2}{45} = 0.0444$$

Тангенс угла между вертикалью и неподвижной ветвью талевого каната  $\gamma$ :

$$\text{tg}\gamma = \frac{1}{45} = 0.0222$$

2.3.1. При неподвижном крюке, Н:

$$(P_{\text{гор}})_{\text{ВК.СТ}} = \frac{G_k}{u_{\text{ТС}}} (\text{tg}\beta - \text{tg}\gamma) = 4287.73 \quad (5)$$

2.3.2 При движении крюка, Н:

$$(P_{гор})_{вк.дин} = \frac{G_k \operatorname{tg} \beta}{u_{тс} \eta_{тс}} - \frac{G_k \eta_{тс} \operatorname{tg} \gamma}{u_{тс}} = 8823.2 \quad (6)$$

## Расчет ветровой нагрузки

2.4 Расчёт ветровой нагрузки.

2.4.1 Расчёт площадей панелей буровой вышки.

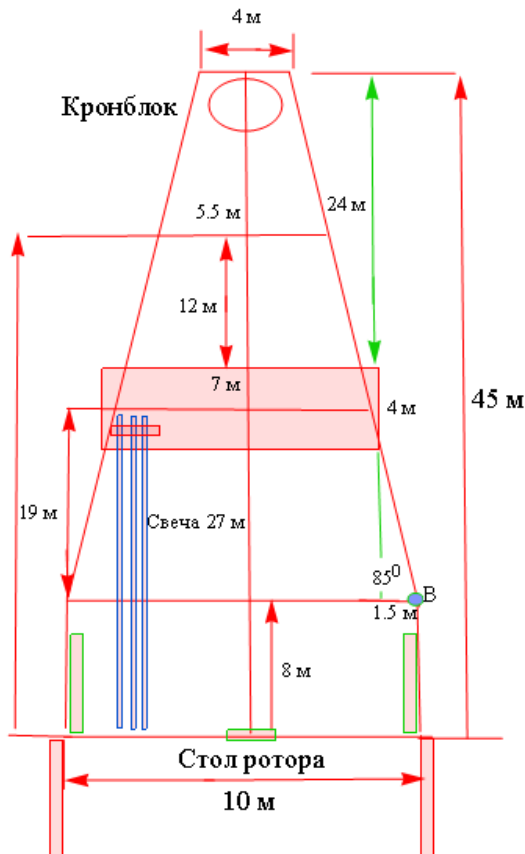


Рис.2. Пример к расчету панелей БВ

Средняя линия равнобедренной трапеции равна:

$L_{cp} = (a+b)/2$  где а и b основания трапеции.

Момент опрокидывания БВ рассчитывается относительно точки В (рис.2)

Расстояние между ногами буровой вышки [с.9, 2] равно  $l_1 = 11$  м,  $H = 50$  м

$H = 50$ ;  $l_1 = 11$ ;

Площадь нижней панели,  $m^2$ , высота 8 м и ширина 11 м

$$S_1 = 8 * 11 = 88$$

Площадь второй необшитой панели,  $m^2$ :

$$S_2 = (19 - 2)(10 - 3) = 119$$

Площадь третьей панели, м<sup>2</sup>:

$$S_3 = 4 \times 7 = 28$$

Площадь четвертой панели, м<sup>2</sup>, пусть высота последней панели 10 м

$$S_4 = (l_1 - 3)10 = 70$$

2.4.2 Расчёт коэффициента  $C_1$  возрастания ветрового напора с высотой.

Для первой панели

на уровне  $h_{10} = 10$  м,  $C_{10} = 1$ ;

на уровне  $h_{20} = 20$  м,  $C_{20} = 1.25$ ;

на уровне верха первой панели ( $h = 15$  м):

$$C_1 = 1 + \frac{(h - h_{10})(C_{20} - C_{10})}{h_{20} - h_{10}} = 1.125 \quad (7)$$

Для второй панели:

на высоте  $h_{20} = 20$  м,  $C_{20} = 1.25$ ;

на высоте  $h_{40} = 40$  м,  $C_{40} = 1.55$ ;

на уровне верха второй панели (33 м):

$$C_2 = 1.25 + (2/3 H - 15) (1.55 - 1.25) / (40 - 20) = 1.53 \quad (8)$$

Для третьей панели (на уровне её верха):

$$C_3 = 1.25 + (2/3 H + 4 - 15) (1.55 - 1.25) / (40 - 20) = 1.59 \quad (9)$$

Для четвёртой панели:

Коэффициенты взяты из справочных данных

на высоте  $h_{40} = 40$  м,  $C_{40} = 1.55$ ;

на высоте  $h_{100} = 100$  м,  $C_{100} = 2.1$ ;

на уровне верха четвёртой панели ( $h = 50$  м):

$$C_4 = 1.55 + (H - 40) (2.1 - 1.55) / (100 - 40) = 1.64 \quad (10)$$

2.4.3 Расчёт горизонтального усилия от ветровой нагрузки.

### **Нормативный напор ветра для нерабочего состояния**

Нормативный напор ветра составляет:



$$q_0 = 700 \text{ Па}$$

Согласно нормам РТМ 26-02-68 (Руководящий технический материал на проектирование буровых вышек), для расчета буровых вышек значения ветрового напора принимаются независимо от места их эксплуатации 700 Па.

$$q_0 = 600$$

Динамический коэффициент напора:

$$p = 2$$

Аэродинамический коэффициент (для профильного проката) для первой обшитой панели:

$$m_1 = 1.4$$

Коэффициент заполнения первой обшитой панели:

$$\varphi_1 = 1$$

Равнодействующая горизонтальной нагрузки от ветрового напора на первую панель, Н:

$$(P_{\Gamma})_{\text{ветр}1} = q_0 C_1 p S_1 m_1 \varphi_1 = 166320 \quad (11)$$

Для второй необшитой панели из профильного проката:

$$\varphi_2 = 0.2; m_2 = 1.4;$$

Равнодействующая горизонтальной нагрузки от ветрового напора на вторую панель, Н:

$$(P_{\Gamma})_{\text{ветр}2} = q_0 C_2 p S_2 m_2 \varphi_2 = 129808 \quad (12)$$

Для третьей обшитой панели:

$$\varphi_3 = 1; m_3 = 1;$$

Равнодействующая горизонтальной нагрузки от ветрового напора на третью панель, Н:

$$(P_{\Gamma})_{\text{ветр}3} = q_0 C_3 S_3 p \varphi_3 m_3 = 639072 \quad (13)$$

Для четвертой необшитой панели из профильного проката:

$$\varphi_4 = \varphi_2; m_4 = m_2;$$

Равнодействующая горизонтальной нагрузки от ветрового напора на четвертую панель, Н:

$$(P_{\Gamma})_{\text{ветр}4} = q_0 C_4 S_4 p \varphi_4 m_4 = 55895.5 \quad (14)$$

Общее горизонтальное усилие от ветровой нагрузки, Н:

$$\sum_{i=1}^4 (P_{\Gamma})_{\text{ветр}i} = (P_{\Gamma})_{\text{ветр}1} + (P_{\Gamma})_{\text{ветр}2} + (P_{\Gamma})_{\text{ветр}3} + (P_{\Gamma})_{\text{ветр}4} = 991095 \quad (15)$$

## Расчет буровой вышки на устойчивость

### 2.5 Расчёт буровой вышки на устойчивость.

Расстояние от основания буровой вышки до точек приложения равнодействующих сил ветрового давления на панели, м: В качестве  $l_i$  берутся расстояния от стола ротора до середины рассматриваемой панели.

До первой панели

$$l_1 = (0+8) / 2 = 4:$$

До второй панели, м;

$$l_2 = \frac{8 + 25}{2} = 16.5$$

До третьей панели, м:

$$l_3 = \frac{8 + 25 + 4}{2} = 18.5$$

До четвертой панели, м:

$$l_4 = \frac{8 + 25 + 4 + 13}{2} = 25$$

Момент опрокидывания буровой вышки, Н\*м

$$M_{\text{ов}} = l_1(P_{\Gamma})_{\text{ветр1}} + l_2(P_{\Gamma})_{\text{ветр2}} + l_3(P_{\Gamma})_{\text{ветр3}} + l_4(P_{\Gamma})_{\text{ветр4}} \quad (17)$$

$$1.6 \times 10^7$$

Расстояние от оси буровой вышки до центра вращения при опрокидывании, м:

$$l = 15$$

Вес буровой вышки по паспорту [с. 82, 2], Н:

$$G_{\text{в}} = 45000 \cdot 9.81 = 441450$$

Момент устойчивости буровой вышки, Н\*м:

$$M_{\text{ув}} = G_{\text{в}} l = 6.62 \times 10^6 \quad (18)$$

## Проверка на устойчивость

Расчет показывает, что буровая вышка устойчива т.к.:  $M_{\text{ув}} > M_{\text{оп}}$

Запас устойчивости:

$$K = \frac{M_{\text{ув}}}{M_{\text{оп}}} = 1.21 \quad (19)$$

Так как допустимый запас прочности должен быть менее 1.15, то устойчивость выбранной буровой вышки обеспечивается.

## Определение необходимой длины талевого каната

2.6 Определение необходимой длины талевого каната.

Запас каната на барабане лебёдки, м:

$$l_3 = 40$$

Полезная высота вышки, м:

$$h_{\text{п}} = 45$$

Необходимая длина талевого каната, м:

$$L_{\text{ос}} = (u_{\text{тс}} + 2)h_{\text{п}} + l_3 = 760 \quad (20)$$

## Прочностные расчеты талевого каната

2.7 Расчет талевого каната на прочность.

2.7.1 Статическая нагрузка на подвижные струны каната.

С учётом массы талевого блока УТБА- 6-400 [с.93, 2] вес талевого блока, Н:

$$G_{\text{тб}} = 12500 \cdot 9.81 = 122625$$

Статическая нагрузка на подвижные струны каната, Н:

$$P'_{\text{т}} = G_{\text{к}} + G_{\text{тб}} + \frac{2}{3}L_{\text{ос}}q_{\text{к}} = 2.8510^6 \quad (21)$$

2.7.2 Статическая нагрузка на одну струну при подъеме неподвижной ветви , Н:

$$P_{1\text{с}} = \frac{P'_{\text{т}}}{u_{\text{тс}}} = 203500$$

2.7.3 Натяжение ведущей ветви при подъеме , Н:

$$P_{\text{вп}} = \frac{P'_{\text{т}}}{\eta_{\text{тс}}u_{\text{тс}}} = 282638 \quad (22)$$

2.7.4 Разрывное усилие каната:

Для каната ЛК-РО 6\*1+6+(6\*6)+12=186 по табл.3.2 [с.78, 1] разрывное усилие равно, Н:

$$R_{\text{р}} = 958000$$

2.7.5 Запас прочности талевого каната:

$$3\Pi_{\text{TK}} = \frac{R_p}{P_{\text{ВП}}} = 3.389 \quad (23)$$

Выбор бурового насоса

### Определим мощность бурового насоса

Далее определим мощность бурового насоса. Наибольшая подача бурового раствора потребуется при бурении под кондуктор. В случае наличия горизонтального участка ствола скважины расход бурового раствора, как правило, выше чем под кондуктор.

Введем исходные данные:

$$d_c = 0.484; (*508 \times 12 \text{ мм} *) \quad d_{\text{бт}} = 0.127 \text{ м}$$

$$P_{\text{Н}} = 1510^6 \text{ Па} \quad \text{давление на насосе при бурении под кондуктор, Па}$$

$$v = 0.5 \text{ м/с} \quad \text{скорость восходящего потока БР при бурении под кондуктор}$$

$$\eta = 0.8 \quad \text{кпд привода и насоса}$$

Площадь КЗП, м<sup>2</sup>:

$$F_3 = \frac{\pi(d_c^2 - d_{\text{бт}}^2)}{4} = 0.171$$

Подача бурового насоса, м<sup>3</sup>/с:

$$Q = F_3 v = 0.085$$

Полезная мощность насоса, Вт

$$N_{\text{Н}} = Q P_{\text{Н}} = 1.28 \times 10^6$$

Мощность привода насоса, Вт

$$N_{\text{Н}} = \frac{N_{\text{Н}}}{2\eta} = 501904$$

Или 502 кВт

### Выбор плотности бурового раствора

Для того чтобы говорить о возможности применения любого вида бурового раствора, необходимо провести расчет гидравлической программы промывки скважины. Для проведения данного расчета необходимо знать исходные данные, которые необходимо предварительно рассчитать [5]:

- Расчет градиентов давления и построение совмещенного графика градиентов давления

## Расчет интервальных плотностей

### 1. Расчет градиентов давления и построение совмещенного графика градиентов давления

Исходные данные для этого расчета берутся с геологоразведочных работ ближайшей пробуренной скважины. Данные по пластовому давлению и давлению гидроразрыва приведены в таблице 2.

Таблица 2

Исходные данные:

Интервал от, м	Интервал до, м	Глубина ОК $L_{ид}$ , м	Пластовое давление $p_{пл}$ , МПа	Давление гидроразрыва $p_{гр}$ , МПа
100	150	150	1.8	2.4
150	450	450	5	6.6
450	800	800	8.34	14.58
800	1600	1600	16.38	19.24
1600	1850	1850	19.47	27.03
1850	2300	2300	25.12	43.06
2300	2400	2400	25.12	43.06
2400	2450	2450	26.07	43.69

Используя формулы[5]:

$$(\text{ГД})_{пл} = \frac{p_{пл}}{0.01 * L_{ид}}, \quad (3)$$

$$(\text{ГД})_{гр} = \frac{p_{гр}}{0.01 * L_{ид}}, \quad (4)$$

Рассчитаем значения градиентов пластового давления и гидроразрыва для каждого интервала по формулам (3) и (4) и построим совмещенный график градиентов давлений.

- Интервал 100-150 м

$$(\text{ГД})_{пл1} = 1.2$$

$$(\text{ГД})_{гр1} = 1.6$$

- Интервал 150-450 м

$$(\text{ГД})_{пл2} = 1.11$$

$$(\text{ГД})_{гр2} = 1.47$$

- Интервал 450-800 м

$$(\text{ГД})_{пл3} = 1.04$$

$$(\text{ГД})_{гр3} = 1.82$$

- Интервал 800-1600 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл4}} = 1.02$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр4}} = 1.2$$

- Интервал 1600-1850 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл5}} = 1.05$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр5}} = 1.46$$

- Интервал 1850-2300 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл6}} = 1.09$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр6}} = 1.87$$

- Интервал 2300-2400 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл7}} = 1.05$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр7}} = 1.79$$

- Интервал 2400-2450 м

$$(\text{ГД})_{\text{пл8}} = 1.06$$

$$(\text{ГД})_{\text{гр8}} = 1.78$$

Построение совмещенного графика градиентов давления (рис.5)

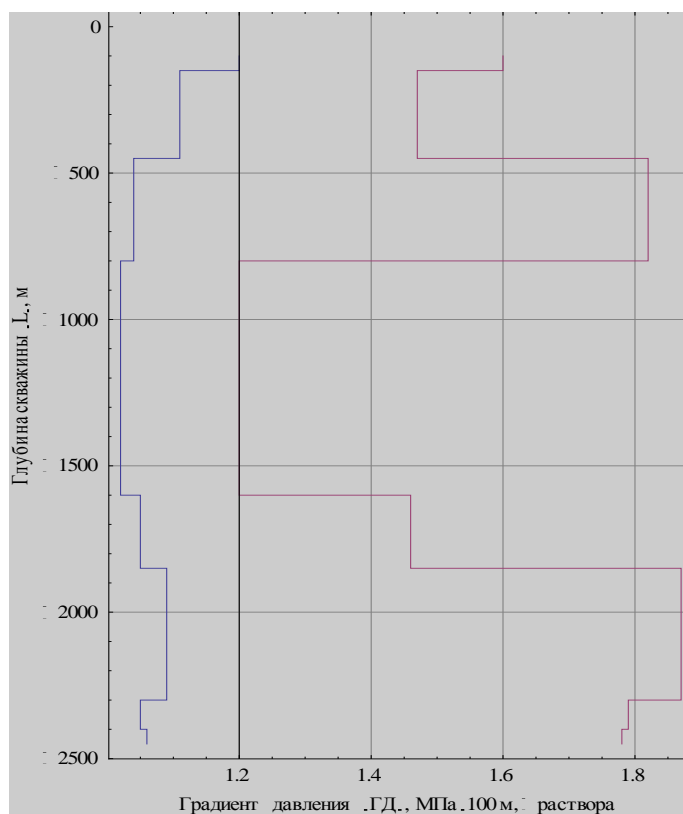


Рис. 5. Совмещенный график градиентов давления

## 2. Расчет интервальных плотностей

Расчет интервальных плотностей проводим, опираясь на данные полученные в предыдущем пункте, а именно опираясь на совмещенный график градиентов давлений и исходных геологических данных, приведенных в таблице 2.

Используя рисунок 5, разделим скважину условно на 4 интервала и проведем расчет плотностей ( $\rho_{пж}$ ) для каждого из них.

Расчет плотностей производим по формуле согласно ЕТП [5]:

$$\frac{k_p p_{пл}}{g L_{ид}} \leq \rho_{пж} \leq \frac{p_{пл} + (\Delta p)_p}{g L_{ид}}, \quad (5)$$

где  $k_p$  – коэффициент резерва, зависящий от глубины залегания кровли пласта.

$(\Delta p)_p$  – допустимое превышение гидростатического давления промывочной жидкости над пластовым

Расчет по интервалам производим по формуле (5):

Интервал 100-150м:

При забурировании используем морскую воду плотностью 1030 кг/м<sup>3</sup>

Интервал 150-450м:

$$\frac{1.1 \cdot 5}{9.81 \cdot 450} \cdot 10^6 \leq \rho_{пж2} \leq \frac{1.5 + 5}{9.81 \cdot 450} \cdot 10^6$$

$$1245.89 \leq \rho_{пж2} \leq 1472.42$$

Принимаем  $\rho_{пж2} = 1250$  кг/м<sup>3</sup>

Интервал 450-1600м:

$$\frac{1.05 \cdot 16.38}{g \cdot 1600} \cdot 10^6 \leq \rho_{пж3} \leq \frac{16.38 + 2.5}{g \cdot 1600} \cdot 10^6$$

$$1095.75 \leq \rho_{пж3} \leq 1202.85$$

Принимаем  $\rho_{пж3} = 1100$  кг/м<sup>3</sup>

Интервал 1600-2450м:

$$\frac{k_{p3} \cdot 26.07}{g \cdot 2450} \cdot 10^6 \leq \rho_{пж4} \leq \frac{26.07 + (\Delta p)_{p3}}{g \cdot 2450} \cdot 10^6$$

$$1128.07 \leq \rho_{пж4} \leq 1230.31$$

Принимаем  $\rho_{пж4} = 1200$  кг/м<sup>3</sup>

Строим совмещенный график градиентов (рис.6)

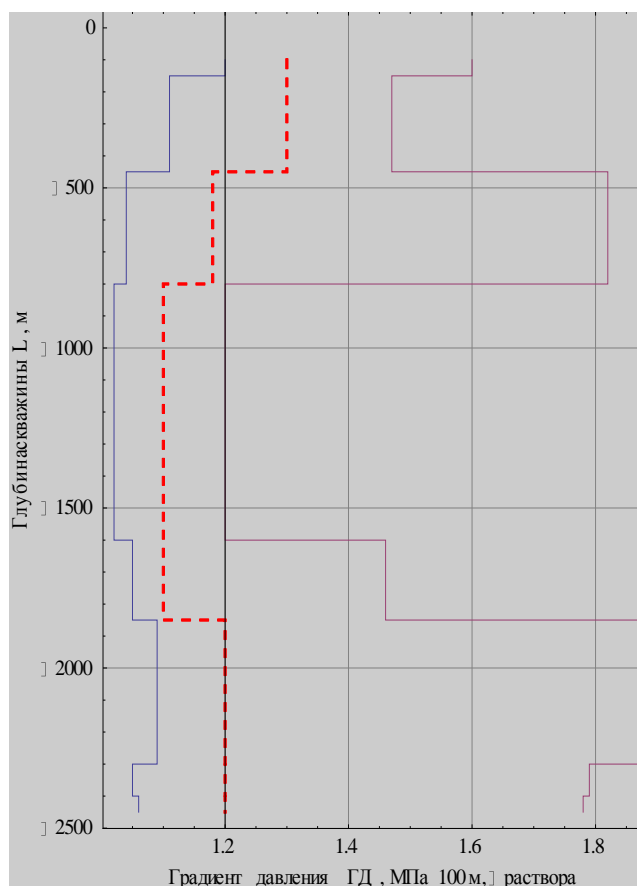


Рис. 6. Совмещенный график градиентов давления и плотности

### Расчет конструкции скважины

#### Выбор диаметров долот под бурение обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин. При заканчивании скважины открытым стволом за диаметр эксплуатационной колонны принимается диаметр открытого ствола. Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 6. Диаметр эксплуатационной колонны, как правило, задаётся заказчиком.

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм
<40	114,3	<75	114,3
40-100	127,0; 139,7	75-250	114,3-146,1



100-150	139,7; 146,1	250-500	146,1-177,8
150-300	168,3; 177,8	500-1000	168,3-219,1
>300	177,8; 193,7	1000-5000	219,1-273,1

Таблица 1. Выбор диаметра эксплуатационной обсадной колонны.

Диаметр скважины под обсадную колонну рассчитывается с учётом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины, которые приведены в таблице 7.

Наружный диаметр обсадной колонны, мм	Допустимый зазор, мм
114,3; 127	10 – 15
139,7; 146,1	15 – 20
168,3; 177,8; 193,7	20 – 25
219,1; 244,5	25 – 30
273,1; 298,5	30 – 35
323,9; 339,7; 351	35 – 45
377; 406,4; 425,5	45 – 50
508; 762	50 – 55

Таблица 2. Рекомендуемый зазор между стенками скважины и муфтой обсадной колонны.

Диаметр, мм	
обсадная колонна	долото
114,3	139,7; 155,6
127	155,6; 158,7; 161; 165,1
139,7	171,4; 190,5
139,7*	155,6; 158,7; 161; 165,1
146,1	195,5; 200; 215,9
168,3	215,9
168,3*	195,5; 200; 215,9
177,8	215,9; 222,3
193,7	244,5; 250,8
219,1	269,9; 279,4
219,1*	244,5
244,5; 244,5*	295,3; 311,1
273,1	349,2; 393,7
298,5	349,2; 393,7
323,9; 339,7; 351	393,7; 444,5
377; 406,4	490
425,5	490+расширитель 558,8
508	490+расширитель 700; 660,4
762	490+расширитель 850; 914,4

Таблица 3. Рекомендуемые соотношения диаметров долот и спускаемых обсадных колонн (\* - безмуфтовые трубы).

Диаметры обсадных колонн выбирают из условий проходимости долот внутри предыдущей колонны и проходимости последующей колонны с рекомендуемыми зазорами.

Во всех случаях, когда возможно, необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины и уменьшению её металлоёмкости, например, за счёт уменьшения числа

колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовым соединением.

### Эксплуатационная колонна / хвостовик

Эксплуатационная колонна является последней обсадной колонной. Она устанавливается для изоляции продуктивных зон и добычи пластовых флюидов. В некоторых случаях её выполняют в виде потайной колонны, в этом случае она является хвостовиком. Одно из преимуществ хвостовика - сокращение затрат и времени на спуск и цементирование эксплуатационной колонны.

Диаметр долота  $D_{\text{дол}}$  для бурения под эксплуатационную (хвостовик) колонну рассчитываем по формуле:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta,$$

где  $D_{\text{муф}}$  - наружный диаметр муфты обсадной колонны,  $\Delta$  - допустимый зазор из таблицы 7. Наружные диаметры муфт обсадных колонн приведены в ГОСТ 632-80, а также в отечественных и иностранных каталогах выпускаемых обсадных труб. Например, возьмём трубу диаметром 168.3 мм с трапецеидальной резьбой и специальной муфтой<sup>1</sup>  $D_{\text{муф}}=177.8$  мм. Минимально необходимый диаметр ствола скважины будет:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=177.8+20=198.8 \text{ мм}$$

Выберем ближайшее (в сторону увеличения) по диаметру долото из стандартных типоразмеров по ГОСТ 20692-2003 или таблице 8 - долото  $D_{\text{дол}}=215.9$  мм.

### Промежуточная колонна

Промежуточную колонну обычно устанавливают в переходной зоне, ниже или выше зоны аномального давления или спускают для изоляции зон интенсивного поглощения и защиты интервалов неустойчивых пород.

Внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны должен обеспечивать беспрепятственный проход долота, используемого для бурения интервала под эксплуатационную колонну. Минимальный зазор между долотом и внутренней стенкой обсадной колонны принять 3..5 мм. Вычислим минимальный внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны для  $D_{\text{дол}}=215.9$  мм:

$$D_{\text{внутр}}=D_{\text{дол}}+2\times 5=215.9+10=225.9 \text{ мм}$$

Далее, по ГОСТ 632-80 выберем обсадную колонну, внутренний диаметр которой больше  $D_{\text{внутр}}$ . Выберем предварительно трубу с трапецеидальной резьбой и специальной муфтой<sup>2</sup>  $D_{\text{внутр}}=226.7$  мм с толщиной стенки 8.9 мм. Её наружный диаметр равен  $D_{\text{наруж}}=244.5$  мм,

---

<sup>1</sup> ГОСТ 632-80, табл. 4.

<sup>2</sup> ГОСТ 632-80, табл. 4.

диаметр муфты  $D_{\text{муф}}=257.2$  мм. Вычислим минимально необходимый диаметр долота для бурения интервала под промежуточную обсадную колонну:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=257.2+25=282.2 \text{ мм}$$

Примем ближайший больший диаметр долота  $D_{\text{дол}}=295.3$  мм.

### Кондуктор

Кондуктор применяют для предотвращения обвала неустойчивых пород, залегающих на малых глубинах. Эту обсадную колонну устанавливают и в устойчивых породах, например в известняках, что препятствует размыву породы у башмака обсадной колонны под действием высоких гидростатических давлений. Кондуктор служит для обеспечения защиты при выбросах на малых глубинах в процессе бурения, так как на нём установлено ПВО. Глубину установки колонны выбирают с учётом наличия неустойчивых пластов, зон поглощения, водоносных песков. Типичные диаметры этой колонны - 473 и 508 мм. Примем типичный диаметр для кондуктора  $D_{\text{наруж}}=473$  мм. По ГОСТ 632-80 найдём подходящую трубу с таким наружным диаметром: труба с короткой треугольной резьбой<sup>3</sup>:  $D_{\text{муф}}=508$  мм, внутренний диаметр  $D_{\text{внутр}}=450.9$  мм. Очевидно, что внутренний диаметр выбранного кондуктора обеспечит свободное продвижение долота ( $D_{\text{дол}}=295.3$  мм) под промежуточную колонну. Найдём необходимый минимальный диаметр ствола скважины, обеспечивающий свободное прохождение кондуктора:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=508+50=558 \text{ мм}$$

Ближайший больший диаметр долота  $D_{\text{дол}}=558.8$  мм.

### Направление

Направление устанавливают на небольшой глубине с целью укрепления рыхлых пород, залегающих вблизи поверхности, изоляции водоносных зон на малой глубине, предотвращение газопроявлений и обеспечения замкнутой циркуляции промывочной жидкости для защиты оснований морской платформы (в морском бурении). Типичный диаметр направления - 762 мм. Примем этот диаметр для направления  $D_{\text{наруж}}=762$  мм. Среди выпускаемых промышленностью обсадных труб этого диаметра наиболее распространены с толщиной стенки 25.4 и 38.1 мм. Из каталога «Advanced connection systems for offshore tubulars<sup>4</sup>» компании «Oil States Industries» выберем муфту типа SWIFT DW2 с наружным диаметром  $D_{\text{муф}}=794$  мм. Внутренний диаметр трубы  $D_{\text{внутр}}=711.2$  мм. Очевидно, что долото для бурения интервала под кондуктор свободно пройдёт через данный внутренний диаметр направления. Рассчитаем минимальный диаметр ствола скважины под направление:

$$D_{\text{дол}}=D_{\text{муф}}+\Delta=794+50=844 \text{ мм}$$

Выберем ближайший больший диаметр долота  $D_{\text{дол}}=914.4$  мм.

---

<sup>3</sup> ГОСТ 632-80, табл. 2.

<sup>4</sup> <http://oilstates.com/wp-content/uploads/Advanced-Connection-Systems.pdf>

## Определение избыточных давлений обсадных колонн по нормам API и ИРОК

Цель работы:

По заданному варианту таблицы 3 необходимо рассчитать величину упругого смятия обсадной колонны (ОК), величину пластического смятия и величину давления смятия в переходной зоне. Справочные данные приведены в таблицах 1 и 2.

Из курса общей физики известно, что в самом общем случае деформация подчиняется закону Гука. Из этого следует, что деформация обсадной колонны происходит по следующей зависимости (рис. 1):

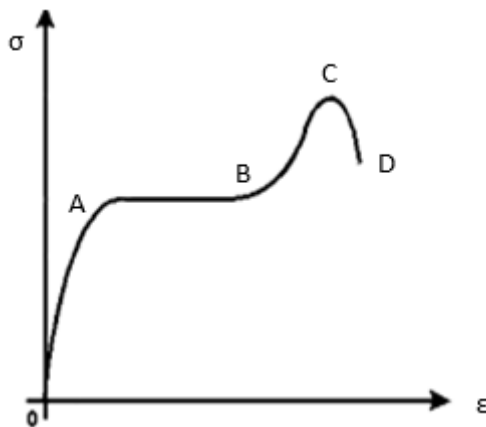


Рис. 1. Диаграмма напряжения: OA – линейная деформация, AB – текучесть, BC – дальнейший рост деформации, CD – разрушение образца

По нормам American Petroleum Institute (API) сминающая нагрузка определится как минимальная нагрузка  $P$ , необходимая для смятия образца обсадной колонны. На практике существуют 2 типа разрушений: упругие и пластичные. При упругом смятии образец разрушается, не успев деформироваться, а при пластичном смятии сначала отмечается деформация, а только затем разрушение.

Величина упругого смятия определяется выражением [1]:

$$P = \frac{2E}{1 - \nu^2} \frac{1}{\frac{D_H}{t} + \frac{D_H}{t} + 1} \quad (1)$$

где  $E$  – модуль продольной упругости Юнга,  $\nu$  – коэффициент Пуассона,  $D_H$  – наружный диаметр ОК,  $t$  – толщина стенки.

Введем исходные данные в виде компьютерного кода для работы с ними в среде Mathematica:

```
data := {E -> 2.1 1011 ( Па ), ν -> 0.3, DH -> 0.245( м ), t -> 0.012( м )}
```

С помощью следующего кода получим численное значение сминающего давления:

```
P /. data
```

```
5.99617 107
```

Таким образом, давление упругого смятия для трубы 245 мм составит приблизительно 60 МПа.

Согласно нормам, API давление пластического смятия определится соотношением [1]:

$$P = Y \left( \frac{A}{D_H t} + B \right) C \quad (2)$$

где  $A$ ,  $B$ ,  $C$  – константы, зависящие от используемой марки стали,  $Y$  – предел текучести материала трубы;

Значения коэффициентов  $A$ ,  $B$  и  $C$  принимают в пределах:  $B \in 0.0463 \div 0.0515$ ,  $C \in 755 \div 4966$ . Величина отношения принимается в пределах от  $14.64 \div 26.62$  до  $11.23 \div 17.47$ .

Введя исходные значения в пакет Mathematica, получили численное решение для величины давления пластического смятия:

$P \parallel . data$

$$1.06724 \parallel 10^8$$

Таким образом, давление пластического смятия для трубы 245 мм составит приблизительно 107 МПа.

Следующее уравнение описывает давление смятия в переходной зоне между эластичным и пластичным повреждениями [1]:

$$P \parallel 6.89 \cdot 10^3 Y \left( \frac{F \parallel G}{D_H \parallel t} \right) \quad (3)$$

где  $F$  – коэффициент, равный отношению:

$$F \parallel \frac{46.95 \cdot 10^6 \left( \frac{3B \parallel A}{2 \parallel B \parallel A} \right)^3}{Y \left( \frac{3B \parallel A}{2 \parallel B \parallel A} \parallel \frac{B}{A} \parallel 1 \parallel \frac{3B \parallel A}{2 \parallel B \parallel A} \right)^2} \quad (4)$$

$G$  – коэффициент значение которого приведено ниже:

$$G \parallel \frac{B F}{A} \quad (5)$$

Собрав выражение воедино, получим результат для расчета  $P$ :

$$6890. Y \frac{1.26765 \cdot 10^9 B^3 t}{\left( \frac{B}{A} \right)^2} \quad (6)$$

$$A^4 \frac{1.26765 \cdot 10^9 B^4}{\left( \frac{B}{A} \right)^2}$$

$$P = 1.8^7 \text{Па}$$

Таким образом, давление в переходной зоне для трубы 245 мм составит 18 МПа.

Предел текучести (Y)

Таблица 1.

Марка стали	H-40	J=55	K-55	C-75	N-80	L-80	C-95	P-110
Минимальный предел текучести, МПа	276	379	379	517	552	552	655	758

Коэффициенты для расчета пластического смятия

Таблица 2.

Марка стали	A	B	C	Предел значений, D/t
H-40	2.950	0.0463	755	16.44-26.62
J=55	2.990	0.0541	1205	14.80-24.99
K-55	2.990	0.0541	1205	14.80-24.99
C-75	3.060	0.0642	1805	13.67-23.09
N-80	3.070	0.0667	1955	13.38-22.46
L-80	3.070	0.0667	1955	13.38-22.46
C-95	3.125	0.0745	2405	12.83-21.21
P-110	3.180	0.0820	2885	12.42-20.29

Варианты заданий на контрольную работу

Таблица 3.

Номер варианта	Наружный диаметр ОК, мм	Внутренний диаметр ОК, мм	Марка стали	Вес трубы, Н/м
1	508	485.7	K-55	1400
2	339.7	320.4	K-55	812



3	244.5	218.4	C-75	648
4	177.8	159.4	K-55	387
5	508	482.6	K-55	1590
6	339.7	315.3	K-55	1010
7	244.5	220.5	L-80	700
8	177.8	157.1	L-80	432
9	508	475.7	K-55	1980
10	339.7	313.6	L-80	1070
11	244.5	216.8	C-95	797
12	177.8	157.1	C-95	432

Расчет наружных и внутренних избыточных давлений обсадной колонны

Конструкция обсадной колонны, состоящей из отдельных секций труб, должна удовлетворять требованию равнопрочности. Для соблюдения этого требования ОК рассчитывают в определенном порядке [2]:

1. Рассчитывают избыточное наружное давление  $P_{ни}$  в момент окончания продавливания цементного раствора в заколонное пространство с подъемом цемента до подводного устья скважины при условии:

$$H=h=0$$

- давление на устье  $(P_{ни})_0=0$ ;
- давление у башмака эксплуатационной ОК:

$$(P_{ни})_L = 10^{-6}L(\gamma_{ц} - \gamma_{ж})$$

где  $L$  – глубина башмака ОК, м;  $\gamma_{ц}$  – удельный вес цементного раствора;  $\gamma_{ж}$  – удельный вес продавочной жидкости.

Построим график распределения наружного избыточного давления по глубине, рис.1.

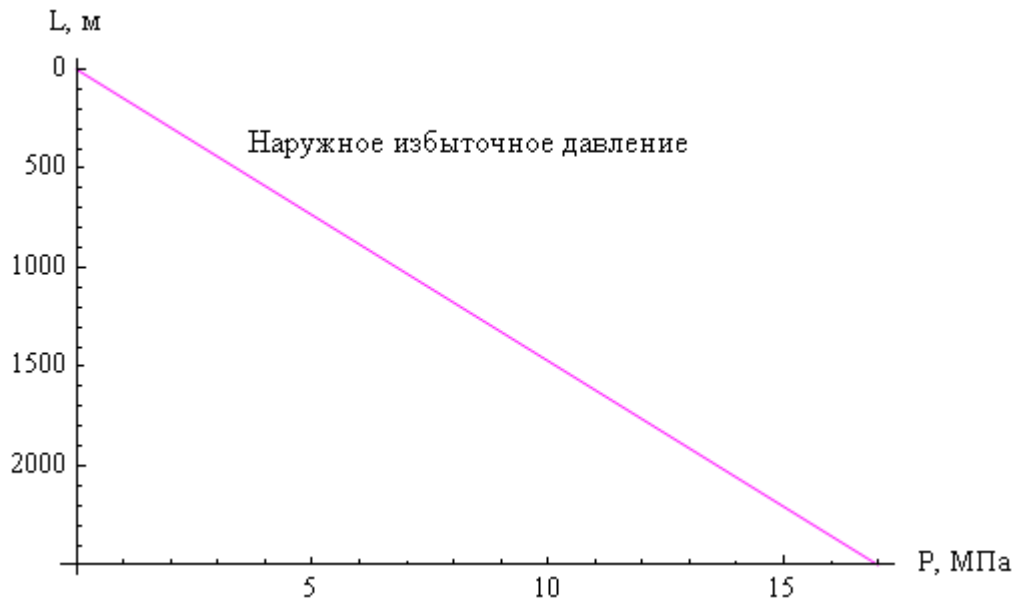


Рис. 1. График распределения наружного избыточного давления по глубине на момент окончания цементирования.

2. Рассчитаем внутреннее избыточное давление  $P_{\text{вни}}$  при испытании эксплуатационной обсадной клонь (ЭОК) на герметичность при следующих условиях, МПа:

- давление на устье  $(P_{\text{вни}})_0 = P_{\text{оп}} = 8$  МПа;  $P_{\text{оп}}$  – давление опрессовки ЭОК на герметичность.

$$P_{\text{вни}} = P_{\text{оп}} + 10^{-6}L(\gamma_{\text{ж}} - \gamma_{\text{пв}})$$

где  $\gamma_{\text{ж}}$  – удельный вес жидкости применяемой при опрессовке ЭОК;  $\gamma_{\text{пв}}$  – удельный вес пластовой жидкости, Н/м<sup>3</sup>. Построим график избыточного внутреннего давления в ЭОК, рис.2.

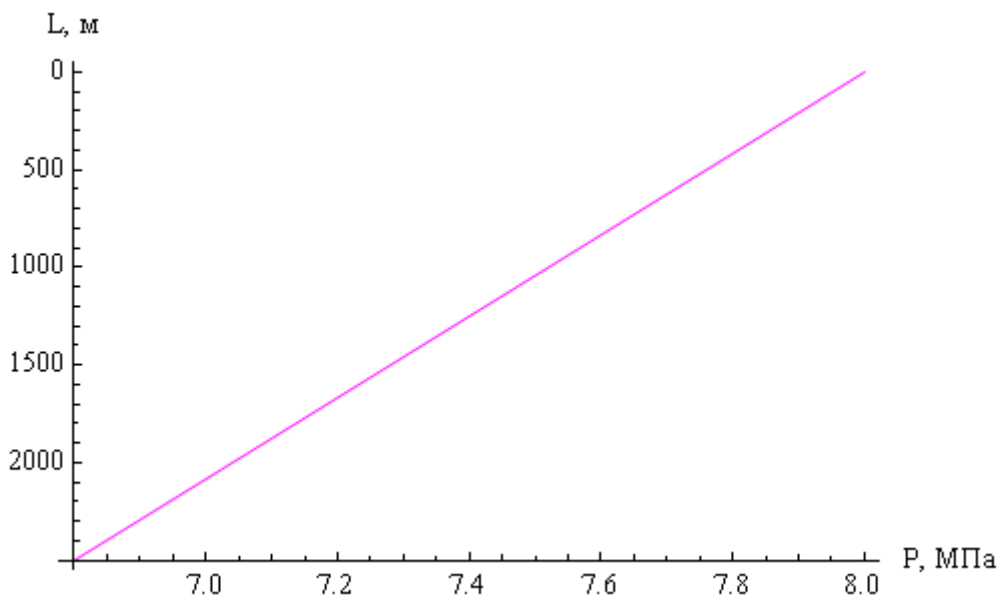


Рис.2. График распределения внутреннего избыточного давления по глубине.

Построим совмещенный график избыточных давлений, рис.3.

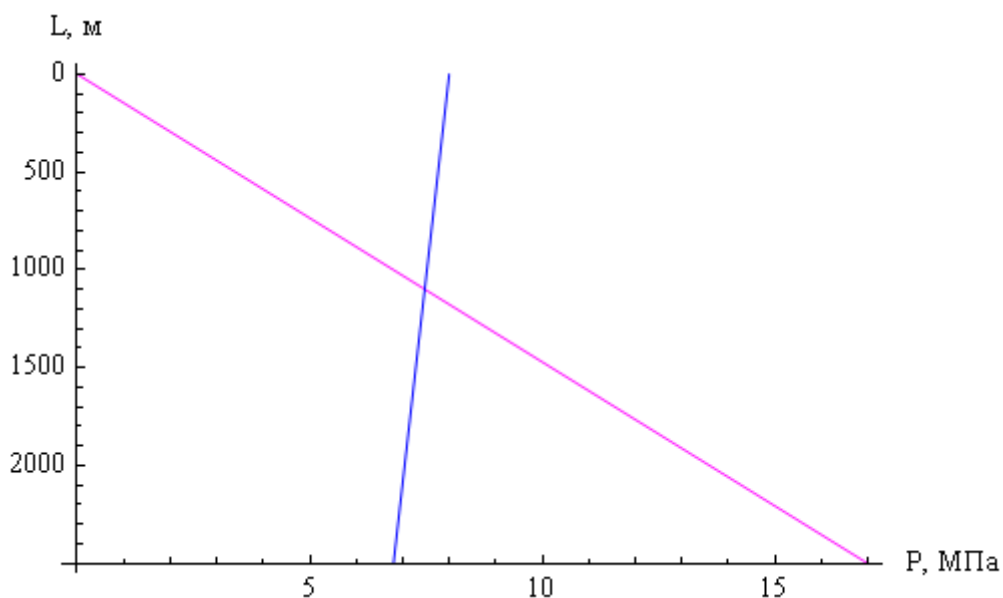


Рис.3. Совмещенный график избыточных давлений.

Номер варианта	Глубина башмака ЭОК, м	Удельный вес продавочной жидкости, Н/м <sup>3</sup>	Удельный вес цементного раствора, Н/м <sup>3</sup>	Пластовое давление, МПа	Давление опрессовки ОК, МПа	Удельный вес испытательной жидкости, Н/м <sup>3</sup>
1	2000	$1.77 \cdot 10^4$	$1.81 \cdot 10^4$		6	$1.11 \cdot 10^4$
2	2100	$1.78 \cdot 10^4$	$1.81 \cdot 10^4$		6	$1.12 \cdot 10^4$
3	2500	$1.78 \cdot 10^4$	$1.82 \cdot 10^4$		7	$1.13 \cdot 10^4$
4	2300	$1.78 \cdot 10^4$	$1.82 \cdot 10^4$		6	$1.14 \cdot 10^4$
5	2400	$1.78 \cdot 10^4$	$1.82 \cdot 10^4$		7	$1.15 \cdot 10^4$
6	2800	$1.79 \cdot 10^4$	$1.84 \cdot 10^4$		8	$1.16 \cdot 10^4$
7	2700	$1.78 \cdot 10^4$	$1.83 \cdot 10^4$		8	$1.17 \cdot 10^4$
8	2000	$1.77 \cdot 10^4$	$1.81 \cdot 10^4$		9	$1.11 \cdot 10^4$
9	2680	$1.78 \cdot 10^4$	$1.83 \cdot 10^4$		9	$1.12 \cdot 10^4$
10	3000	$1.79 \cdot 10^4$	$1.85 \cdot 10^4$		10	$1.13 \cdot 10^4$
11	2200	$1.77 \cdot 10^4$	$1.81 \cdot 10^4$		6	$1.16 \cdot 10^4$
12	2600	$1.78 \cdot 10^4$	$1.82 \cdot 10^4$		8	$1.17 \cdot 10^4$

Удельный вес пластовой воды в расчете принять равной  $1.1 \cdot 10^4$  Н/м<sup>3</sup>

Предел текучести (Y)

Таблица 1.

Марка стали	H-40	J=55	K-55	C-75	N-80	L-80	C-95	P-110
Минимальный предел текучести, МПа	276	379	379	517	552	552	655	758

Коэффициенты для расчета пластического смятия

Таблица 2.

Марка стали	A	B	C	Предел значений, D/t
H-40	2.950	0.0463	755	16.44-26.62
J=55	2.990	0.0541	1205	14.80-24.99
K-55	2.990	0.0541	1205	14.80-24.99
C-75	3.060	0.0642	1805	13.67-23.09
N-80	3.070	0.0667	1955	13.38-22.46
L-80	3.070	0.0667	1955	13.38-22.46
C-95	3.125	0.0745	2405	12.83-21.21
P-110	3.180	0.0820	2885	12.42-20.29

Варианты заданий

Таблица 3.

Номер варианта	Наружный диаметр ОК, мм	Внутренний диаметр ОК, мм	Марка стали	Вес трубы, Н/м
1	508	485.7	K-55	1400
2	339.7	320.4	K-55	812
3	244.5	218.4	C-75	648
4	177.8	159.4	K-55	387
5	508	482.6	K-55	1590
6	339.7	315.3	K-55	1010
7	244.5	220.5	L-80	700
8	177.8	157.1	L-80	432
9	508	475.7	K-55	1980

10	339.7	313.6	L-80	1070
11	244.5	216.8	C-95	797
12	177.8	157.1	C-95	432

## **Расчет профиля наклонно-направленной скважины и изгибающего момента бурильной колонны на интервалах кривизны**

Введение

Теоретические сведения:

Искривление ствола скважины происходит при любом способе бурения.

Искривление ствола скважин подразделяется на два вида:

1. Естественное - это самопроизвольное отклонение ствола от своего проектного направления;
2. Искусственное - принудительное искривление ствола в заранее заданном направлении с помощью специальных технических средств (также может происходить в произвольном направлении, например, при зарезке нового ствола на больших глубинах).

1. Технологические факторы - осевую нагрузку  $W$  и отклоняющую силу  $F$  (бурильная колонна изгибается под действием нагрузки  $W$  и в результате ось УБТ отклоняется от оси скважины);

2. Геологические факторы (характеристика пласта) - основной фактор, обуславливающий естественное отклонение ствола скважины от вертикали:

а. Слоистость осадочных пород - фактор, способствующий естественному искривлению скважины. В однородных с горизонтальной слоистостью пластах долото разрушает породу равномерно, и, следовательно, скважина будет вертикальной.

б. Наклон пластов - в наклонно - залегающих пластах долото разрушает породу неравномерно, что приводит к смещению долота в боковом направлении и, следовательно, к искривлению скважины.

Расчетная часть

На рис.1 представлен график S-образной скважины

Рис.1. Профиль наклонно-направленной скважины

Приведем исходные данные для расчета S-образного профиля

Исходные данные:

- Вертикальная глубина проектного забоя, м:

$$H_s = 3500$$

- Интенсивность набора кривизны, град/100 м:

$$\alpha_1 = 15$$

- Интенсивность падения кривизны, град/100 м

$$\alpha_2 = 10:$$

- Проектный отхода забоя от вертикали (проектное смещение), м:

$$S = 1500$$

- Точка зарезки (вертикальная глубина точки А начала набора кривизны), м :

$$H_a = 1358.5$$

Решение:

- Рассчитаем радиус кривизны, м:

$$R_1 = \frac{18000}{\pi \alpha_1} = 382$$

- Рассчитаем радиус кривизны  $R_2$ , м:

$$R_2 = \frac{18000}{\pi \alpha_2} = 573$$

- Рассчитаем угол окончания набора кривизны:

$$\text{Solve}[H_a == H_s - (R_1 + R_2)\text{Sin}[\beta] - \frac{S - (R_1 + R_2)(1 - \text{Cos}[\beta])}{\text{Tan}[\beta]}, \beta]$$
$$\{\{\beta \rightarrow 0.610865\}, \{\beta \rightarrow 2.96971\}\}$$

- Переведем значение угла из радиан в градусы:

$$\beta = \frac{0.610865180}{\pi} = 35$$

- Вертикальная глубина ствола точки В конца набора кривизны, м:

$$H_B = H_a + R_1 \text{Sin}[\beta \text{ Degree}] = 1591.9$$

- Отход от вертикали ствола точки В конца набора кривизны, м:

$$S_B = R_1(1 - \text{Cos}[\beta \text{ Degree}]) = 69.1$$

- Глубина по длине ствола точки В конца набора кривизны, м:

$$L_B = H_a + \frac{\pi \beta R_1}{180} = 1592$$

- Вертикальная глубина по длине ствола точки С начала уменьшения кривизны, м:

$$H_c = H_s - R_2 \text{Sin}[\beta \text{ Degree}] = 3171.4$$

- Отход от вертикали по длине ствола точки С начала уменьшения кривизны, м:

$$S_c = S - R_2(1 - \text{Cos}[\beta \text{ Degree}]) = 1396.4$$

- Глубина по длине ствола точки С начала уменьшения кривизны, м:

$$L_c = L_B + \frac{H_c - H_B}{\text{Cos}[\beta \text{ Degree}]} = 3537.5$$

- Общая глубина по длине ствола до точки S, м:

$$L_s = L_c + \frac{\pi \beta R_2}{180} = 3887.5$$

## 2. Построение профиля наклонно-направленной скважины

Для упрощения построения профиля по точкам разобьем его на точки с шагом  $h$  м по длине скважины и получим общее количество точек:

$$h = 10;$$

Оценим количество расчетных точек при данном выбранном шаге  $h=10$  м

$$k = \text{IntegerPart}[L_s/h] + 1 = 329$$

По участкам OA, AB, BC, и CS соответственно :

$$k_A = \text{IntegerPart}[L_a/h] + 1;$$

$$k_B = \text{IntegerPart}[L_b/h] - k_A + 1;$$

$$k_C = \text{IntegerPart}[L_c/h] - k_A - k_B + 1;$$

$$k_S = \text{IntegerPart}[L_s/h] - k_A - k_B - k_C + 1;$$

Print["kA = ", kA, ", kB = ", kB, ", kC = ", kC, ", kS = ", kS]

"kA = "103", kB = "35", kC = "121", kS = "70"

Проверка соответствия количества точек:

If[kA + kB + kC + kS == k, "Соответствие выполняется.", "не выполняется."]

Для координат  $x[i]$  и  $y[i]$  составим массивы длиной  $k$  в которых будут находиться значения текущих координат:

Array[x, k];

Array[y, k];

Весь наш профиль скважины состоит из участков как прямолинейных, так и искривленных, поэтому функция профиля в координатах X и Y тоже будет задаваться участками (поинтервально) для групп точек этого участка

Для интервалов искривления ствола скважины по радиусу введем "шаг угла", который зависит от количества расчетных точек на участке искривления:

$$\Delta\beta_1 = \frac{\beta}{k_B} * \frac{\pi}{180} // N;$$

$$\Delta\beta_2 = \frac{\beta}{k_S} * \frac{\pi}{180} // N;$$

Для первого участка OA:

For[i = 1, i < kA + 1, i + +, x[i] = 0; y[i] = -(i - 1) \* 10]

Для второго участка AB (набора угла):

For[i = 1, i < kB + 1, i + +, x[i + kA] = x[kA] + R<sub>1</sub> \* (1 - Cos[Δβ<sub>1</sub> \* i]); y[i + kA] = y[kA] - R<sub>1</sub> \* Sin[Δβ<sub>1</sub> \* i]]

Прямолинейный (тангенциальный) участок BC:



$$\text{For}[i = 1, i < kC + 1, i + +, x[i + kA + kB] = x[kA + kB] + \frac{Sc - Sb}{kC} * i; y[i + kA + kB] = y[kA + kB] - \frac{Hc - Hb}{kC} * i]$$

Участок CS (спада угла) описывается:

$$\begin{aligned} \text{For}[i = 1, i < kS + 1, i + +, x[i + kA + kB + kC] &= x[kA + kB + kC] + R_2 * (\text{Cos}[\beta * \frac{\pi}{180} - \Delta\beta_2 * i] - \text{Cos}[\beta * \frac{\pi}{180}]); y[i + kA + kB + kC] \\ &= y[kA + kB + kC] + R_2 * (\text{Sin}[\beta * \frac{\pi}{180} - \Delta\beta_2 * i] - \text{Sin}[\beta * \frac{\pi}{180}])] \end{aligned}$$

Строим график профиля наклонно-направленной скважины

```
ListPlot[Table[{x[i], y[i]}, {i, 1, k}], Frame -> None, GridLines -> Automatic, Background -> LightGray, AxesLabel -> {"Отход", "Глубина"}, LabelStyle -> Directive[Black, Bold, Italic]]
```

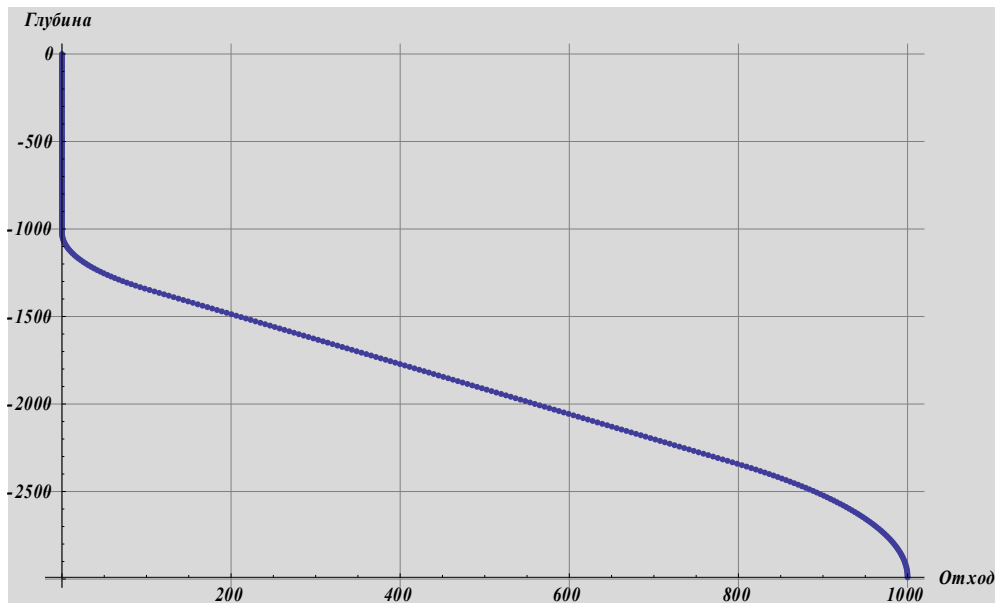


Рис.1. Профиль проектного ствола скважины

3. Создание трехмерной модели скважины с учетом ее зенитного и азимутального угла.

Создадим массив координаты z скважины, которая отражает координату "поворота скважины вокруг оси":

```
Array[z, k];
```

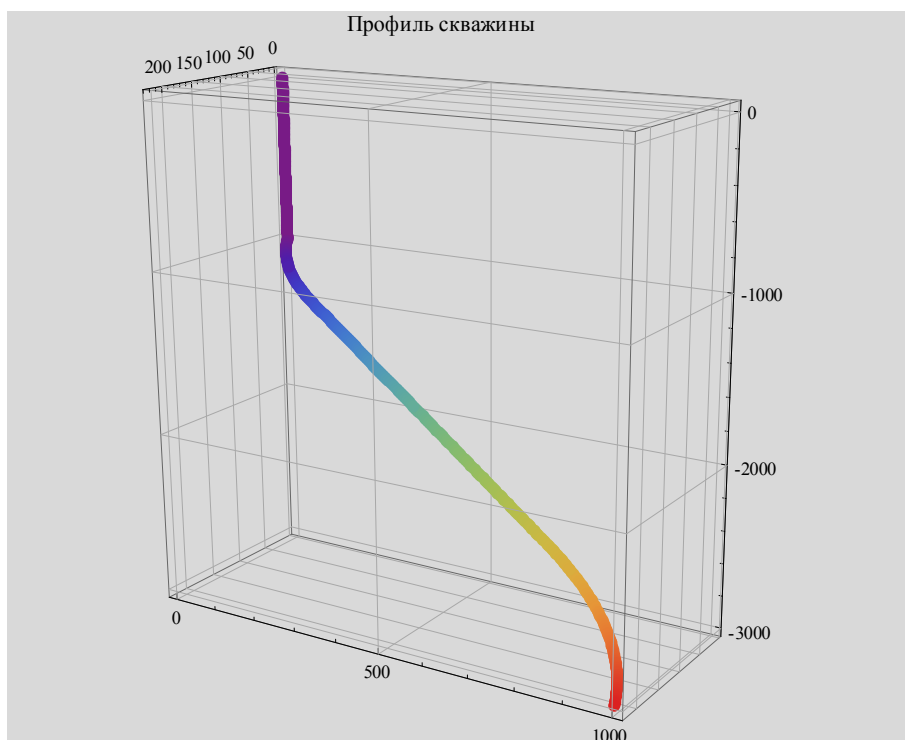
```
For[i = 1, i < k + 1, i + +, If[i > kA, z[i] = i - kA, z[i] = 0]]
```

Создадим таблицу для построения профиля 3D:

```
data = Table[{x[t], y[t], z[t]}, {t, 1, k}];
```

Построение графика 3D:

```
ListPointPlot3D[data, ColorFunction → "Rainbow", Background → LightGray, FaceGrids  
→ All, PlotLabel → "Профиль скважины", PlotStyle → PointSize[0.02]]
```



## Расчет величины изгибающего момента при известных радиусах набора кривизны.

Расчетная часть:

Дан профиль по скважине. Необходимо оценить величину изгибающего момента при известных радиусах набора кривизны.

Рассчитаем изгибающий момент для полудуг окружностей при трех радиусах. На рис. 2. приведен график профилей скважин.

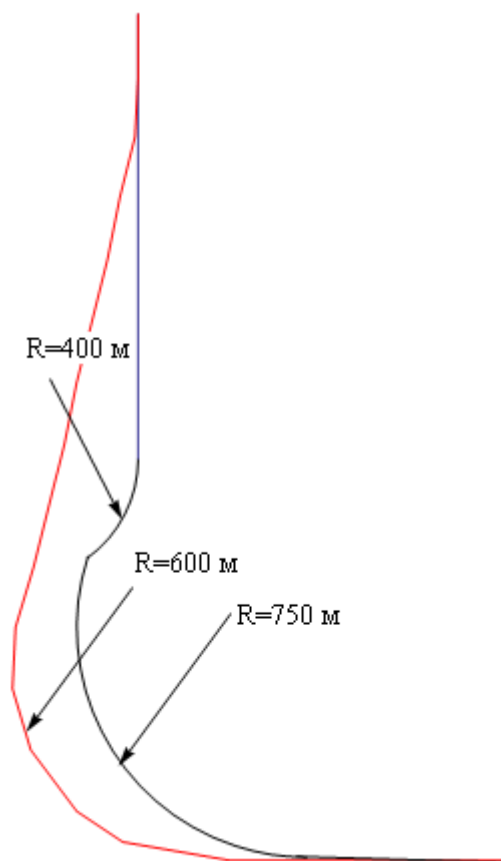


Рис.2. График двух профилей разведочных скважин

Уравнение окружности,  $R=600$  м.

$$x^2 + y^2 = R^2$$

Выразим  $y$ :

$$y = \sqrt{R^2 - x^2}$$

Возьмем первую производную от  $y$ :

$$y' = -\frac{x}{\sqrt{360000 - x^2}}$$

Выразим вторую производную от  $y$ :

$$y'' = -\frac{x^2}{(360000 - x^2)^{3/2}} - \frac{1}{\sqrt{360000 - x^2}}$$

Вычислим значение изгибающего момента для  $R=600$  м по точному дифференциальному уравнению :

$$M = \frac{y'' EJ}{(1 + y'^2)^{1.5}}$$

где  $J = \frac{3.14(Dв^4 - d^4)}{64}$ ;  $Dв = 0.127$  м;  $d = 0.108$  м;  $E = 2 \cdot 10^{11}$  Па;  $R = 600$  м

$$M = 2029.5 \text{ Н м}$$

Значение изгибающего момента для R=400 м:

$$M = \frac{y'' E J}{(1 + y'^2)^{1.5}}$$

где  $J = \frac{3.14(D_B^4 - d^4)}{64}$ ;  $D_B = 0.127 \text{ м}$ ;  $d = 0.108 \text{ м}$ ;  $E = 210^{11} \text{ Па}$ ;  $R = 400 \text{ м}$

$$M = 3044 \text{ Н м}$$

Значение изгибающего момента для R=750 м:

$$M = \frac{y'' E J}{(1 + y'^2)^{1.5}}$$

где  $J = \frac{3.14(D_B^4 - d^4)}{64}$ ;  $D_B = 0.127 \text{ м}$ ;  $d = 0.108 \text{ м}$ ;  $E = 210^{11} \text{ Па}$ ;  $R = 750 \text{ м}$

$$M = 1623.6 \text{ Н м}$$

Составим сравнительную таблицу изгибающего момента в зависимости от радиуса.

Значение радиуса R, м	Значение момента M, Н м	Примечание
R=400 м	3044	
R=600 м	2029.5	
R=750 м	1623.6	

Получим уравнение наклонного участка профиля скважины:

$$y = -224.77 + 7.32445x - 0.0395x^2 - 0.001304x^3 - 0.00001139x^4 - 4.555537793991196 \times 10^{-8}x^5 - 8.6929 \times 10^{-11}x^6 - 6.4292 \times 10^{-14}x^7$$

Найдем первую производную:

$$y' = 7.32445 - 0.079x - 0.0039120000000000005x^2 - 0.00004556x^3 - 2.277768896995598 \times 10^{-7}x^4 - 5.215739999999999 \times 10^{-10}x^5 - 4.50044 \times 10^{-13}x^6$$

Найдем вторую производную :

$$y'' = -0.079 - 0.007824000000000001x - 0.00013668x^2 - 9.111075587982393 \times 10^{-7}x^3 - 2.607869999999999 \times 10^{-9}x^4 - 2.700264 \times 10^{-12}x^5$$

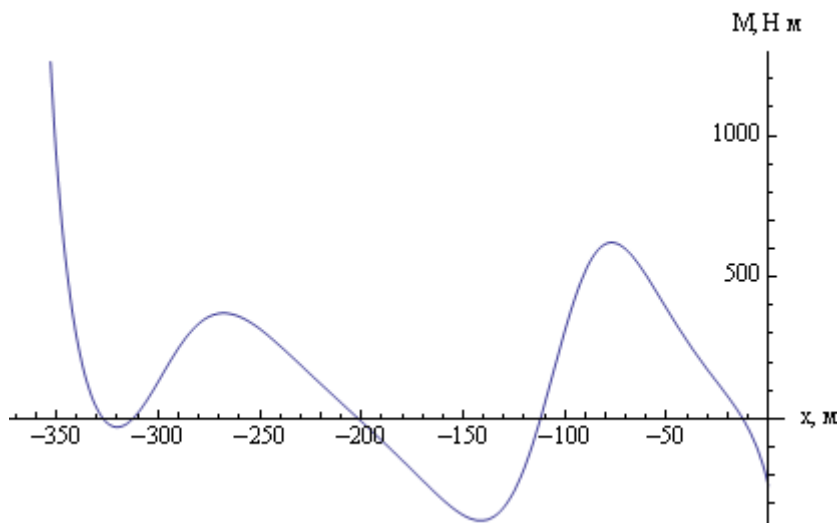
Найденные производные подставим в уравнение изгибающего момента и вычислим:

$$M = \frac{y'' E J}{(1 + y'^2)^{1.5}}$$

$M$

$$= \frac{(EJ(-0.079 - 0.00782x - 0.0001x^2 - 9.11110^{-7}x^3 - 2.60710^{-9}x^4 - 2.71 - 6 - 12x^5))}{(1 + (7.324 - 0.079x - 0.00391x^2 - 0.00004x^3 - 2.27710^{-7}x^4 - 5.2110^{-10}x^5 - 4.510^{-13}x^6)^2)^{1.5}}$$

Построим график изгибающего момента для наклонного участка:



Варианты заданий

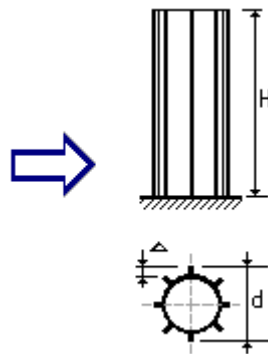
Номер варианта	Отход от вертикали	Глубина реззки	Вид профиля	$\alpha_1$	$\alpha_2$	Глубина скважины
1	1000	1200	S	15	10	2000
2	1100	1300	S	15	15	2100
3	1200	1400	S	10	15	2200
4	1300	1000	S	10	10	2300
5	1200	1200	S	15	10	2400
6	1000	1100	S	10	15	2500
7	1250	1350	S	15	10	2600
8	1000	1245	S	10	10	2700
9	1100	1345	S	15	10	2800
10	1200	1200	S	15	15	2900
11	1000	1235	S	10	15	3000
12	1270	1400	S	10	10	3100

## Пример расчета действия ветра в т/м распределенного по высоте вышки СП 20.13330.2016

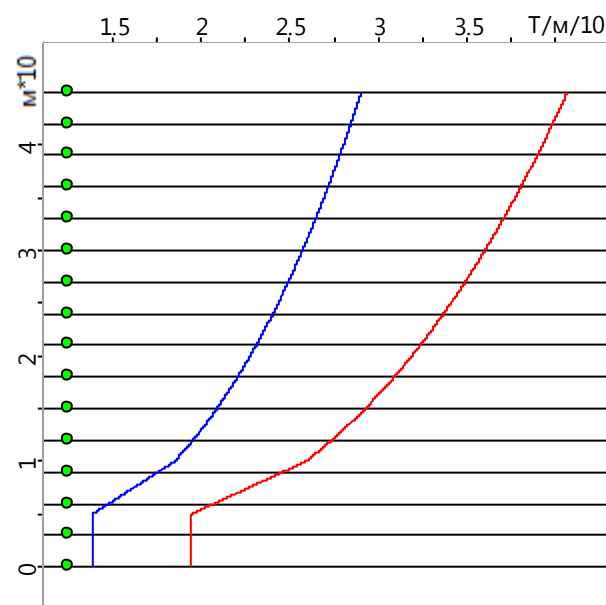
### ВЕТЕР

Расчет выполнен по нормам проектирования "СП 20.13330.2016"

Исходные данные	
Ветровой район	III
Нормативное значение ветрового давления	0,038 Т/м <sup>2</sup>
Тип местности	A - открытые побережья морей, озер и водохранилищ, пустыни, степи, лесостепи, тундра
Тип сооружения	Вытянутые сооружения и элементы с цилиндрической поверхностью



Параметры		
Поверхность	Распыленная краска на сплошной панели	
Шаг сканирования	3 м	
Коэффициент надежности по нагрузке $\gamma_f$	1,4	
H	45	м
d	10	м
$\Delta$	2,e-005	м



Высота (м)	Нормативное значение (Т/м)	Расчетное значение (Т/м)
0	0,139	0,194
3	0,139	0,194
6	0,148	0,207
9	0,176	0,246
12	0,195	0,274
15	0,209	0,292
18	0,221	0,309
21	0,231	0,324
24	0,241	0,337
27	0,249	0,349
30	0,257	0,36
33	0,265	0,371
36	0,272	0,38
39	0,278	0,39
42	0,285	0,398
45	0,29	0,407

Отчет сформирован программой **ВеСТ (64-бит)**, версия: 21.1.9.3 от 27.03.2019

### Варианты заданий

Вариант	Глубина скважины	Значение ЭК, мм	Значение Р
1	2500	168	9825
2	3500	178	8000
3	5800	168	9000
4	5230	178	7000
5	4240	168	7200
6	3250	178	9000
7	3500	168	8750
8	2570	178	8500
9	2800	168	9000
10	1800	178	9825
11	2900	168	7400
12	2500	178	7500

## Справочные данные по насосам

УНБТ-1180L						
Диаметр поршня, мм	190	180	170	160	150	140
Предельное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	21,4 (210)	24,0 (235)	27,0 (265)	30,6 (300)	32,6 (320)	35,7 (350)
Частота ходов поршня в минуту	Подача идеальная, л/с					
125	51,4	46,0	41,0	36,4	31,9	27,8
105	43,2	38,6	34,4	30,6	26,8	23,3
85	34,9	31,3	27,9	24,7	21,7	18,9
65	26,7	23,9	21,3	18,9	16,6	14,4
45	18,5	16,5	14,8	13,1	11,5	10,0
25	10,3	9,2	8,2	7,3	6,4	5,6
1	0,41	0,37	0,33	0,29	0,26	0,22

### QUATRO 1300 л.с.

Ходов в минуту			180	140	100	60
1300 л.с.	Гидравлическая мощность		1170	847	605	363
Размер втулки цилиндра насоса, дюймов (мм)	Галлонов/ход (литров/ход)	Максимальное давление на выходе PSI (kg/cm <sup>2</sup> )	GPM – галлонов в минуту (LPM – литров в минуту)			
7 (177.8)	5.33 (20.18)	2090 (154)	960 (3632)	746 (2825)	533 (2018)	320 (1211)
6.5 (165.1)	4.60 (17.40)	2424 (178)	827 (3132)	644 (2436)	460 (1740)	276 (1044)
6 (152.4)	3.92 (14.83)	2845 (209)	705 (2669)	548 (2076)	392 (1483)	235 (890)
5.5 (139.7)	3.29 (12.46)	3386 (249)	592 (2242)	461 (1744)	329 (1246)	197 (747)
5 (127)	2.72 (10.30)	4097 (301)	490 (1853)	381 (1441)	272 (1030)	163 (618)
4.5 (114.3)	2.20 (8.34)	5000 (367)	397 (1501)	308 (1167)	220 (834)	132 (500)
4 (101.6)	1.74 (6.59)	5000 (367)	313 (1186)	244 (922)	174 (659)	104 (395)

Номинальные значения числа ходов насоса в минуту и мощности составляют 180 ходов/мин. при приводной мощности 1300 л.с. Втулки цилиндров предлагаются в размере 1/2". Гидравлическая мощность и производительность насоса рассчитаны, исходя из механического кдд 90% и объёмного кдд насоса 100%. Все данные могут быть изменены без уведомления.



Паспортные данные буровых насосов при  $m=1$ ; тип насоса У8-7М

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, $P_n$ , МПа	Подача, $Q_n$ , $m^3/c 10^{-3}$
200	14.2	50.9
190	15.9	45.5
180	18.0	40.4
170	20.4	35.5
160	23.4	31.0
150	27.2	26.8
140	32.07	22.7

Паспортные данные буровых насосов при  $m=1$ ; тип насоса НБТ-600

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, $P_n$ , МПа	Подача, $Q_n$ , $m^3/c 10^{-3}$
200	-	-
190	-	-
180	11.3	42.9
170	12.6	38.3
160	14.3	33.9
150	16.2	29.8
140	21.6	26

Паспортные данные буровых насосов при  $m=1$ ; тип насоса У8-6М

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, $P_n$ , МПа	Подача, $Q_n$ , $m^3/c 10^{-3}$
200	10	-
190	11.1	50.9
180	12.5	45.5
170	14.0	40.4
160	16.3	31.0
150	19	26.7
140	22.3	22.7

Паспортные данные буровых насосов при  $m=1$ ; тип насоса БРН-1

Диаметр цилиндровой втулки, мм	Давление, $P_n$ , МПа	Подача, $Q_n$ , $m^3/c 10^{-3}$
200	-	-
190	-	-
180	9.80	31.0
170	11.0	27.2
160	14.0	24.0
150	16.9	20.8
140	20.0	17.8

## Список литературы:

1. А.Л. Ильский, А.П. Шмидт. Буровые машины и механизмы. М: Недра, 1989 г, 395 с.
2. Технический проект на строительство разведочной скважины на N –площади  
*Методические указания к выполнению курсового проектирования по дисциплине «Техническое проектирование бурения нефтяных и газовых скважин на Арктическом шельфе» для обучающихся по специальности 21.05.05 Физические процессы горного или нефтегазового производства и по направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело очной и заочной формы обучения*
3. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин /Х. Рабиа. М.: Недра, 1989. – 413 с.
4. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Взамен РД 39-7/1-0001-89.