

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

Кафедра морского  
нефтегазового дела

**АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВЫБРОСА  
БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ИЗ  
СКВАЖИНЫ ПРИ АВЦД**

*Методические указания к выполнению расчетно-  
графической работе по дисциплине «Техника и  
технология бурения 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,  
Костин Дмитрий Алексеевич, доцент, к. г.-м.  
н. 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

Список условный сокращений .....	3
Число фонтанов по месторождениям.....	4
ОСЫПИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИНЫ.....	4
ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА.....	5
ПРОЯВЛЕНИЕ АВПД.....	5
Анализ существующих технологий бурения для освоения разведочных скважин Арктического шельфа. ....	6
Традиционная технология бурения .....	6
Технология бурения на обсадных трубах. ....	7
Технология бурения гибкими трубами .....	9
Технология бурения монодиаметром.....	10
Оценка условий выброса инструмента из скважины .....	10
Расчет начальной скорости газа .....	12
Условия выброса инструмента .....	13
Список литературы .....	15

## Список условный сокращений

АМНГР - Арктикморнефтегазразведка

БР – буровой раствор

БК – бурильная колонна

ГРП – гидроразрыв пласта

ППБУ – полупогружная буровая установка

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

КГТ – компоновка гибких труб

КМВ – утяжеленный буровой раствор для глушения скважины

$\rho_{ст}$  – плотность стали

$\rho_{гп}$  – плотность горной породы

$\rho_{ТВ}$  – плотность технической воды

$m_0$  – масса бурового инструмента в воздухе

$g$  – ускорение свободного падения

$F_{пл}$  – сила пластового давления

$S$  – площадь рассчитанная по долоту.

$f(\Delta)$  – функция зазора между УБТ и стенками скважины

$D_B$  – внешний диаметр бурголовки

$D_d$  – внешний диаметр долота

$D_{вн}$  – внутренний проходной диаметр бурголовки

ОК – обсадная колонна.

$V$  – объем раствора необходимый для глушения скважины

$\Delta$  – площадь зазора между УБТ и стенками скважины

## Число фонтанов по месторождениям

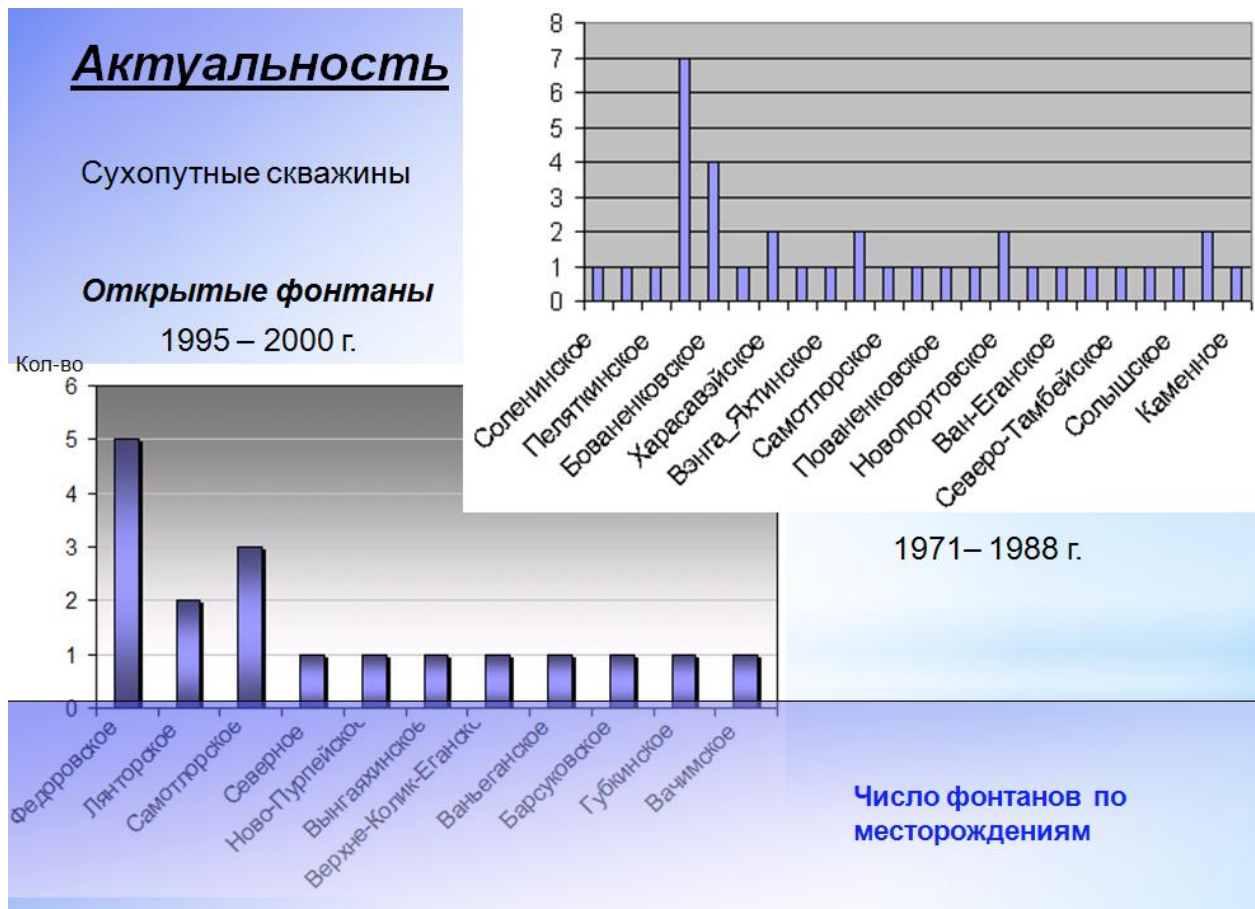


Рис.1 Число фонтанов по месторождениям

Из следующего рисунка 2 видно, какие осложнения встречаются на Арктическом шельфе. Рассмотрим основные осложнения – осыпи обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, проявление аномально высокого пластового давления (АВПД). Также оценим временные затраты на каждое осложнение. Будем рассматривать только основные виды осложнений.

### ОСЫПИ И ОБВАЛЫ СТЕНОК СКВАЖИНЫ

Как видно из рисунка на долю осыпей и обвалов стенок скважины наблюдалось на 8 скважинах при разведочном бурении на Арктическом шельфе.

## ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

На долю поглощений бурового раствора при разведочном бурении приходится 4 скважины.

## ПРОЯВЛЕНИЕ АВПД

При бурении Арктического шельфа кроме проявлений приповерхностного газа серьезных осложнений у подразделения АМНГР не случилось из-за наличия технически грамотных специалистов. По зарубежным данным АВПД наблюдалось при СПО 44%, при бурении 41%, при циркуляции 9% и при прочих операциях на буровой 6%.

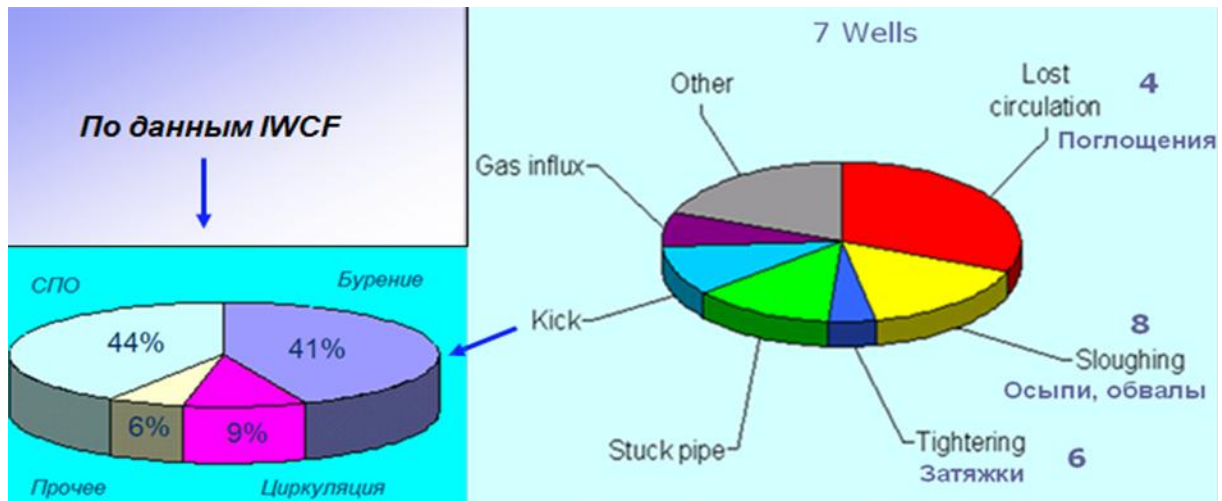


Рис. 2 Осложнения при разведочном бурении на Арктическом шельфе.

Рассмотрим и введем затраты времени на ликвидацию каждого осложнения.

На ликвидацию прихвата инструмента в результате осыпей и обвалов примем 3 суток ( $T_1$ ). На ликвидацию поглощения (полное поглощение) бурового раствора примем 3 суток ( $T_2$ ) и на ликвидацию АВПД отведем также 3 суток ( $T_3$ ). Рассмотрим время на ликвидацию осложнений по каждой технологии бурения указанной в таблице 1.

Введем стоимость часа работы морской буровой установки в условных единицах, по расценкам 85 года. Она составляла 1000000 рублей в сутки, т. е в час 41666.7 руб.

## Анализ существующих технологий бурения для освоения разведочных скважин Арктического шельфа.

Таблица 1

Технология бурения	Осыпи, обвалы	Поглощение БР	АВПД
Традиционное бурение	+	+	Выброс БР и БК
Бурение на обсадных трубах	Не важно	+	Выброс БР
Бурение гибкими трубами	+	+	Выброс БР
Бурение монодиаметром	+	+	Выброс БР и БК
Двухступенчатая технология бурения	Не важно	Не важно	Выброс воды

Рассмотрим кратко указанные в таблице 1 современные буровые технологии.

### Традиционная технология бурения

На рис. 3 приведена традиционная (стандартная) технология бурения на Арктическом шельфе. Она позволяла бурить морские разведочные скважины при глубине акватории 350 метров и глубиной до 3000 м. Буровой инструмент состоит из БК и КНБК укомплектованного соответствующим долотом. Данная технология может подвергаться всем трем видам осложнений. Рассчитаем затраты времени на ликвидацию осложнений при условии что произойдут все их три вида осложнений при бурении разведочной скважины на Арктическом шельфе.

$$T_1 = T_1 + T_2 + T_3 = 9 \text{ суток}$$

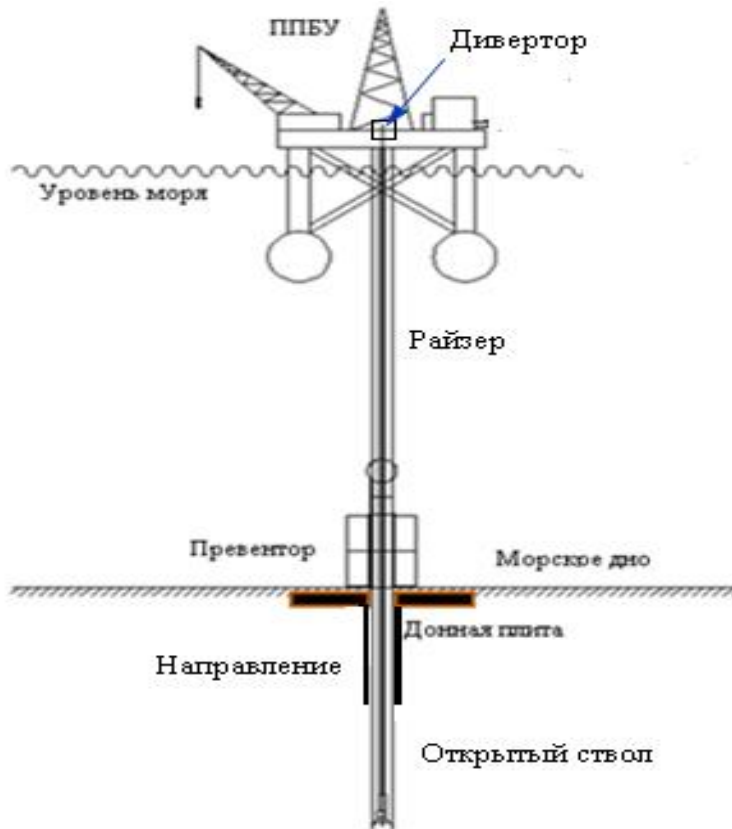


Рис. 3 Стандартная технология бурения.

Кроме этого может произойти и выброс БР и бурового инструмента при данной технологии. Все зависит от давления АВПД. Кроме этого затраты времени на ликвидацию поглощения и потеря части бурового раствора.

### Технология бурения на обсадных трубах.

Технология бурения обсадными трубами имеет то преимущество перед стандартной технологией, что при осыпях и обвалах прихвата не будет. Где прихватит обсадные трубы там их, и оставят, предварительно проведя цементирование. Спускают новую компоновку и разбуривают долото и далее продолжают строительство скважины. Не надо тратить время на борьбу с прихватами инструмента. Кроме этого она позволяет по сравнению со стандартной технологией уменьшить время строительства скважин. Данная технология бессильна, если будет поглощение. На рис.4 приведена схема низа компоновки при бурении обсадными трубами.



Рис. 4 Схема низа компоновки при бурении обсадными трубами.

На рис.5 приведено сравнение времени строительства скважины при применении стандартной технологии бурения и технологии бурения обсадными трубами.

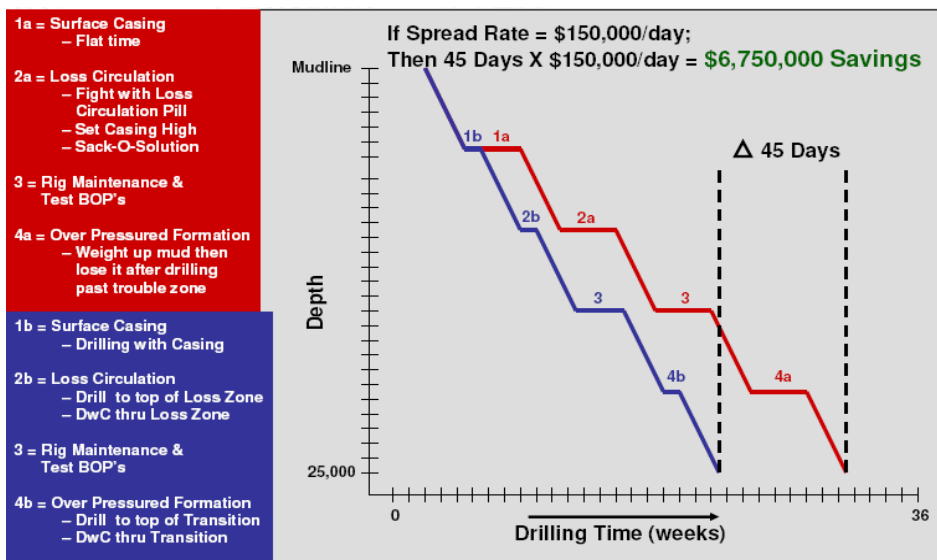


Рис. 5. Сравнение времени на строительство скважины.

Как видно из рисунка время сокращения строительство скважины может достигать 45 дней. При возникновении АВПД при данной технологии



применят стандартные методы глушения скважины. В случае АВПД БР может быть выброшен из скважины пластовым давлением. При поглощении теряется часть бурового раствора.

Рассчитаем затраты времени на ликвидацию всех трех осложнений.

$$T_2 = T_2 + T_3 = 6 \text{ суток}$$

### Технология бурения гибкими трубами

Данная технология может применяться для бурения небольших скважин на мелководье. В основном она применяется при капитальном ремонте скважин и проведения ГРП. Поэтому данную технологию рассматривать не будем. Она подвержена теоретически всем трем рассматриваемым видам осложнений. На рис.6 приведен рисунок применения технологии гибких труб



Рис.6 Технология применения КГТ.

## Технология бурения монодиаметром

При строительстве морских разведочных скважин данная технология подвержена всем 3 видам осложнений. Данная технология предполагает бурение скважины одним диаметром долота. После окончания бурения очередного интервала в скважину спускают обсадную колонну и затем ее расширяют до номинального диаметра. Так поступают со всеми спускаемыми обсадными колоннами одного типоразмера. В результате получается скважина одного диаметра.

$$T_4 = T_1 + T_2 + T_3 = 9 \text{ суток}$$

При использовании данной технологии также необходимо принимать меры по ликвидации осложнений, как и при бурении, стандартной технологией.

## Оценка условий выброса инструмента из скважины

На рис. 8 представлен выброс "бурового инструмента и БР" в лабораторных условиях.



Рис.8 Выброс инструмента и БР в лабораторных условиях

Лабораторными опытами установлено, что при выбросе бурового инструмента газовым потоком, то у последнего может быть 3 состояния: инструмент свободно движется против газового потока вниз, инструмент газовый поток выбрасывает из скважины и третье состояние - будет витать в газовом потоке на одном месте. Произведем математический анализ всех 3 случаев движения инструмента, а также произведем оценку условий витания на одном месте бурового инструмента в скважине. Так как выброс инструмента зависит от зазора между УБТ и стенками скважины, то для этих условий и произведем анализ.

Оценку будем вести по метану, температуру пласта АВПД определим по региональному градиенту. Определим выбрасывающую силу бурового инструмента в зависимости от пластового давления. Для анализа выброса инструмента и для сопоставления технологий зададимся параметрами компоновки бурильной колонны для технических расчетов с целью сопоставления технологий бурения. Пусть задана компоновка: УБТ 178/80 мм, БК 127/108 мм. Длина УБТ составляет 156 м. Долото диаметром 215.9 мм. В данный момент времени пробурено 2000 м. Проектная глубина скважины 2270 м. На глубине 2250 м расположена кровля продуктивного горизонта с пластовым давлением 35 МПа. Региональный температурный градиент 3.5 град/100 м. Коэффициент лобового сопротивления для долота примем как для диска  $c=1.32$ . Плотность и коэффициент сжимаемости газа определим из системы уравнений:

$$\frac{z \rho}{M_{\text{mid}}} R \times T_{\text{пл}} = P_{\text{пл}}$$

$$\frac{T_{\text{пл}} z P_0 \rho}{\rho_0 T_0 z_0} = P_{\text{пл}}$$

$$(1 - z)/(10^{-2}(0.76T_m^3 - 9.36T_m + 13)(7.36 - p_m)) = p_m$$

где  $z$  – коэффициент сверхсжимаемости газа,  $\rho$  – плотность газа при РТ условиях,  $\rho_0$  – плотность газа при нормальных условиях,  $R$  – универсальная газовая постоянная,  $T_{\text{пл}}$  – пластовая температура,  $P_{\text{пл}}$  – пластовое (поровое) давление,  $M_{\text{mid}}$  – молярная масса газа,  $T_m$  – приведенная температура,  $p_m$  – приведенное давление,  $z_0$  – коэффициент сверхсжимаемости газа при нормальных условиях.

## Расчет начальной скорости газа

Выразим силу через скорость:

$$F = c \rho v^2 S$$

Введем в  $S$  зазор между стенками скважины и долотом.

$$F = c \rho v^2 (S_d + \Delta)$$

Перейдем к пластовому давлению:

$$P_{пл} = c \rho v^2 \left(1 + \frac{\Delta}{S_d}\right)$$

Выразим из этого уравнения начальную скорость пластового газа, которая обуславливает выброс инструмента из скважины, и построим график.

Величину  $1 + \Delta/S_d$  обозначим как  $f(\Delta)$  или как функцию зазора:

$$f(\Delta) = \left(1 + \frac{\Delta}{S_d}\right)$$

$$v = \sqrt{\frac{P_{пл}}{c \rho \left(1 + \frac{\Delta}{S_d}\right)}}$$

Расчетный график начальной скорости газа и в зависимости от зазора, рис. 9.

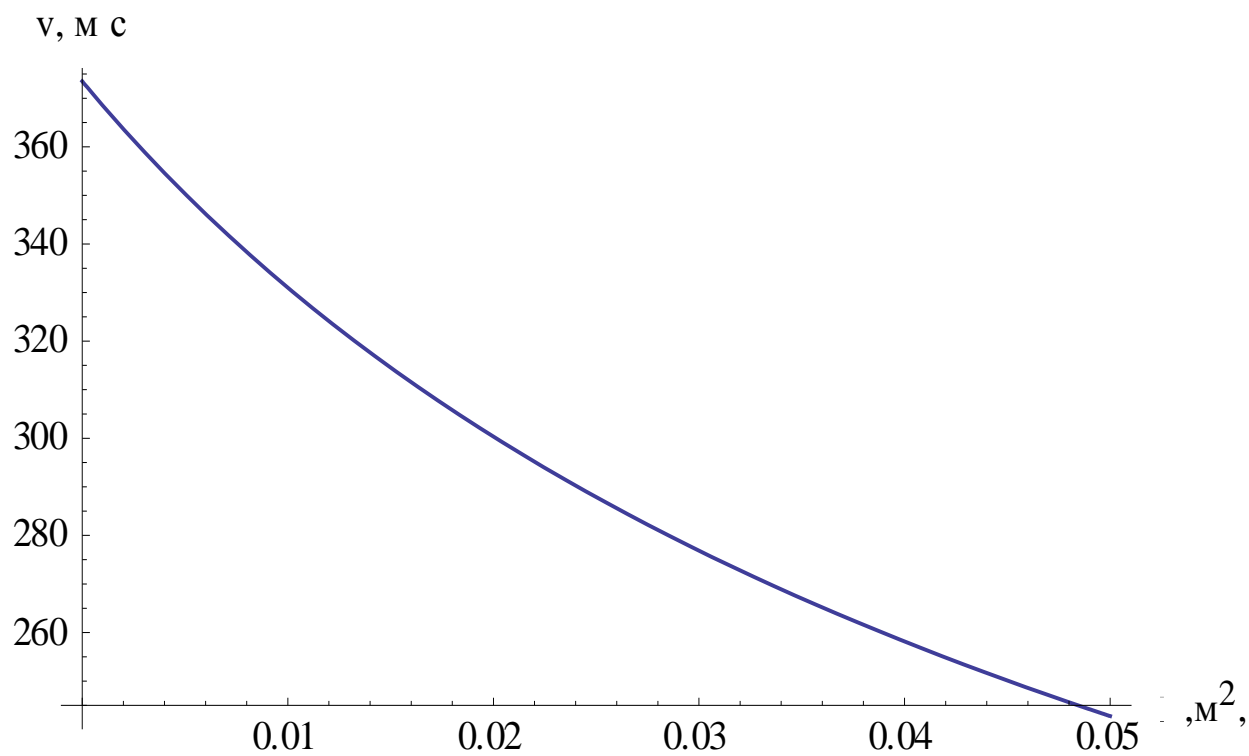


Рис 9 График скорости газа в зависимости от площади зазора.

### Условия выброса инструмента

Рассмотрим вес инструмента в воздухе и в скважине с учетом силы Архимеда. Для этого приведем конструкцию ствола скважины, рис.7.

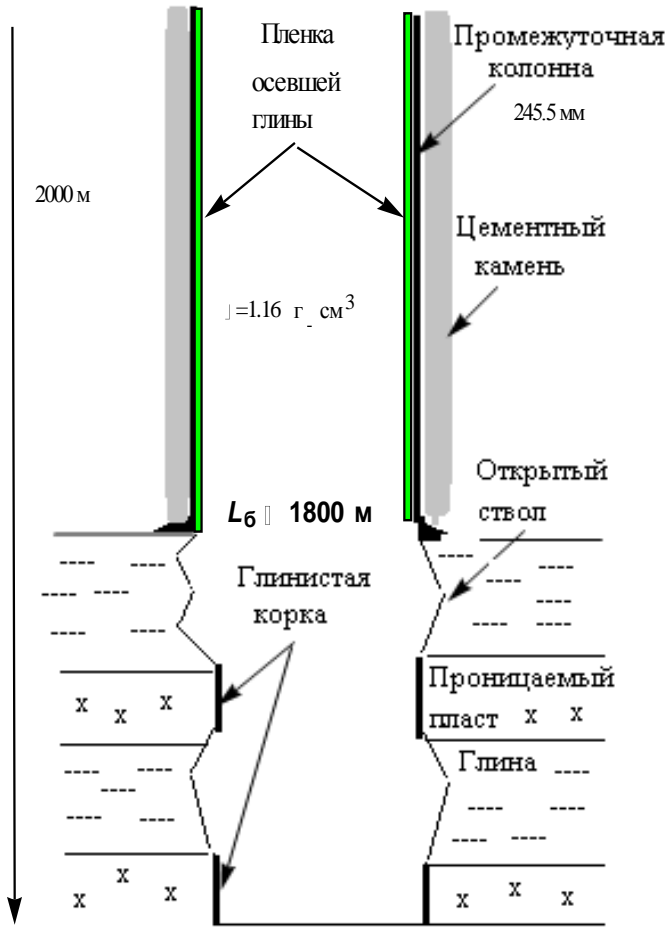


Рис. 7 Конструкция ствола скважины

Определим гидростатическое давление на момент вскрытия кровли АВПД.

$$P = \rho_{\text{бр}} g L = 25.6 \text{ МПа}$$

Рассчитаем вес УБТ в воздухе. Плотность стали  $7.85 \text{ г/см}^3$ .

$$m_{\text{убт}} = L_{\text{убт}} \left( \frac{\pi D^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4} \right) \rho_{\text{ст}} = 24335 \text{ кг}$$

Рассчитаем вес БТ в воздухе

$$m_{\text{БТ}} = L_{\text{БТ}} \left( \frac{\pi D^2}{4} - \frac{\pi d^2}{4} \right) \rho_{\text{ст}} = 57532.6 \text{ кг}$$

Общая масса компоновки бурильной колонны в воздухе:

$$m_0 = m_{\text{убт}} + m_{\text{БТ}}$$

Общая масса инструмента в БР с учетом силы Архимеда:

$$m = m_0 \left( 1 - \frac{\rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{ст}}} \right) = 69702.6 \text{ кг}$$

Рассчитаем силу тяжести бурового инструмента в скважине:

$$F = m g = 683783.5 \text{ Н} = 0.7 \text{ МН}$$

Условия выброса при бурении стандартной технологией с породоразрушающим долотом:

Примем  $f(\Delta) = 1$ , т.е зазора нет.

$$F_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} S f(\Delta) = 35 \cdot 10^6 \cdot 0.0366 \cdot 1 = 1.28 \text{ МН}$$

Рассчитаем динамическую силу пластового давления:

$$F_{\text{пл}} = c \rho v^2 S = 1.1 \text{ МН}$$

Таким образом, по двум расчетам следует, что при АВПД буровой инструмент будет выброшен из скважины, будет выброшен и буровой раствор. Рассчитаем условия выброса, если будем бурить скважину бургоголовкой.

### Список литературы

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс] : метод. указания по орг. и проведению самостоятельной работы студентов напр. 553600 "Нефтегазовое дело" по дисциплинам бурового профиля: "Буровые комплексы", "Теория разрушения горных пород при бурении скважин", "Бурение нефтяных и газовых скважин", "Гидроаэромеханика в бурении", "Математические модели при бурении скважин" / Гос. ком. Рос. Федерации по рыболовству, Мурман. гос. техн. ун-т, Каф. механики сплош. сред и мор. нефтегазового дела ; сост. В. В. Штрассер. - Электрон. текстовые дан. (1 файл : 443 Кб). - Мурманск : Изд-во МГТУ, 2004. - Доступ из локальной сети Мурман. гос. техн. ун-та. - Загл. с экрана.