

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Кафедра морского нефтегазового дела**

*Кафедра морского нефтегазового дела*

**Методические указания  
к расчётно-графической работе студентов**

<b>Дисциплина</b>	Техническое проектирование бурения нефтяных и газовых скважин на Арктическом шельфе <small>код и наименование дисциплины</small>
<b>Направление подготовки/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело <small>код и наименование направления подготовки /специальности</small>
<b>Направленность/специализация</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов нефтегазового <small>наименование направленности (профиля) /специализации образовательной программы</small> комплекса Арктического шельфа
<b>Квалификация выпускника</b>	бакалавр <small>указывается квалификация (степень) выпускника в соответствии с ФГОС ВО</small>
<b>Кафедра-разработчик</b>	морского нефтегазового дела <small>наименование кафедры-разработчика рабочей программы</small>

Составители – Кортаев Борис Александрович, доцент кафедры морского нефтегазового дела.

МУ к РГР рассмотрены и одобрены кафедрой морского нефтегазового дела «17» января 2019 года, протокол № 5/18.

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

## Оглавление

Проектирование оптимального режима бурения скважины в интервале крепления эксплуатационной обсадной колонны .....	4
Введение .....	4
Пример оптимизации .....	5
Пример расчёта: .....	6
Исходные данные по КНБК:.....	6
Расчет частоты вращения ротора .....	6
Оптимизация гидравлической мощности долота .....	8
Выводы: .....	9
Приложение 1. Палетка Фуллертонa .....	9
Приложение 2. Компоновка бурильной колонны .....	10
Приложение 3. Схема конструкции скважины.....	11
Приложение 4. Условные обозначения.....	12
Приложение 5. Номограмма выбора долот .....	13
Список литературы .....	13

# Проектирование оптимального режима бурения скважины в интервале крепления эксплуатационной обсадной колонны

## Введение

Понятие оптимизации процесса бурения означает не только подбор рационального типа породоразрушающего инструмента и оптимального технологического режима бурения для каждого рейса, каждого характерного интервала, но и создание благоприятных условий для поддержания эффективности проходки в последующих рейсах и для сохранения устойчивости ствола скважин. С этой точки зрения в оптимизацию процесса бурения следует включать и специальные технологические режимы. Вопросы оптимизации процесса проходки ствола скважины решаются в два этапа:

Первый этап включает разработку оптимальной технологии на стадии составления технического проекта на строительство скважины. Второй этап представляет собой оперативную оптимизацию (детализацию, корректировку и уточнение) технологического режима в процессе проходки скважины на основании тестов, анализа текущей информации по данным контрольно - измерительных приборов и уточнение геологического разреза по данным отбора шлама и данным механической скорости проходки, данным проведения операции по определению давления гидроразрыва.

На стадии составления технического проекта на строительство скважины для обоснования оптимальных режимов бурения используются различные источники информации:

- материалы, полученные в результате бурения опорно - технологических скважин в рассматриваемом районе предстоящих работ;
- материалы, полученные в результате обработки промысловых данных по строительству скважин в аналогичных условиях в других районах;
- данные о физико - механических свойствах горных пород, представленных в проектном разрезе по скважине, а также результаты экспериментальных исследований и анализа аналитических зависимостей;
- рекомендации предприятий - изготовителей породоразрушающего инструмента по его рациональному использованию.

По существующей методике проектирования предусмотрен определённый порядок обоснования рациональных типов породоразрушающего инструмента по обобщённой классифицированной таблице и подбора оптимальных технологических режимов. Правильный выбор породоразрушающего инструмента - один из важнейших факторов, позволяющих достигнуть высокой производительности труда на буровых работах. Большое значение для определения оптимального режима отработки инструмента в текущих условиях и прогнозирования показателей его работы имеет использование аналитических моделей описывающих процесс работы инструмента на забое скважины.

### Пример оптимизации

Оптимизацию режима бурения рекомендуется начинать с расчета частоты вращения ротора, при которой исключаются резонансные низкочастотные колебания бурильной колонны. По методике РГУ им. И.М Губкина она равна:

$$n = \frac{10 \cdot c \cdot j}{H - L} + 1 \quad (1)$$

где  $c$  - скорость звука в металле,  $c=5130$  м/с в стали;  $L$  - длина КНБК, м;  $H$  - начальная глубина конкретного интервала бурения, м;  $j$  - порядковый номер собственной частоты продольных колебаний бурильной колонны. Для многомерной колонны УБТ входящих в КНБК:

$$L = \sum_{i=1}^3 L_i$$

$L_i$  -длина каждого участка КНБК состоящего из УБТ разных размеров, м. Минимальное значение порядкового номера собственной частоты продольных колебаний бурильной колонны:

$$j_{\min} = \frac{6 \cdot (H - L)}{\pi^2 L \cdot \theta_{cp}}$$

где  $H$  - глубина скважины, м, а безразмерный параметр  $\theta_{cp}$  рассчитывается следующим образом:

$$\theta_{cp} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^m \left( \frac{D_{y\delta mi}^2 - d_{y\delta mi}^2}{D_{\delta m}^2 - d_{\delta m}^2} \right) L_i$$

где  $D_{убт}$  - внешний диаметр УБТ;  $d_{убт}$  - внутренний диаметр УБТ и соответственно даны внутренний и внешний диаметр бурильных труб.  $L_i$  - длины УБТ (основной ступени УБТ и переходных)

### Пример расчёта:

Дано долото для бурения интервала под эксплуатационную обсадную колонну, скорость бурового раствора в КЗП составляет 0.95 м/с, что достаточно для выноса шлама. Оптимизация режима бурения производится под интервал бурения 4000-6200 м.

### Исходные данные по КНБК:

$L_{убтс3} = 25$ ;  $L_{убтс2} = 25$ ;  $L_{убтс1} = 132$ ;  $D_{убтс1} = 203$ ;  $D_{убтс2} = 178$ ;  
 $D_{убтс3} = 133$ ;  $d_{убтс1} = 80$ ;  $d_{убтс2} = 80$ ;  $d_{убтс3} = 64$ ;  $D_{БТ} = 127$ ;  
 $d_{БТ} = 108$ ;  $H = 6200$ ;  $c = 5130$ ;  
 $n_{max} = 100$ ;

$n_{max}$  - максимально допустимая скорость вращения ротора в об/мин. Если при расчёте  $j_{max}$  получается дробное число, то принимается ближайшее меньшее число. Если при расчёте  $j_{min}$  получается дробное число, то принимается ближайшее большее число.

$$j_{min} = \frac{6 (H - L)}{\pi^2 L \Theta_{ср}}$$

Для значений  $j$  в диапазоне  $j_{min}, j_{min}+1, j_{min}+2 \dots j_{max}$  рассчитывается частота вращения ротора по выражению (1), а из полученного набора безопасных частот выбирают приемлемую, которой по таблице 2 соответствует осевая нагрузка, близкая к оптимальной. По мере нарастания глубины  $H$  производится перерасчёт частоты вращения ротора и корректируется осевая нагрузка.

### Расчет частоты вращения ротора

Рассчитаем безопасные частоты вращения ротора:

$$j_{min} = 3.79 = 4$$

$$j_{max} = 11.7 = 11$$

$$RPM_1 = \frac{10 c j_{min}}{H - L} + 1 = 36 \text{ об/мин}$$

$$RPM_2 = \frac{10 \text{ с } 5}{H-L} + 1 = 44 \text{ об/мин}$$

$$RPM_3 = \frac{10 \text{ с } 6}{H-L} + 1 = 53 \text{ об/мин}$$

$$RPM_4 = \frac{10 \text{ с } 7}{H-L} + 1 = 61 \text{ об/мин}$$

$$RPM_5 = \frac{10 \text{ с } 8}{H-L} + 1 = 70 \text{ об/мин}$$

$$RPM_7 = \frac{10 \text{ с } 10}{H-L} + 1 = 87 \text{ об/мин}$$

$$RPM_8 = \frac{10 \text{ с } 11}{H-L} + 1 = 95 \text{ об/мин}$$

Рассчитанным значениям оборотов ротора в минуту соответствует осевая нагрузка на долото (табл.2). Или определяем нагрузку на долото из следующей зависимости:

$$WOB = 14.281 + 0.373 RPM - 0.0086 RPM^2 + 0.0000439 RPM^3$$

Составляем таблицу для RPM и WOB:

Таблица 1. Параметры RPM и WOB

Порядковый номер	RPM, об/мин	WOB, тс
1	36	18.6
2	44	17.8
3	53	16.4
4	61	15
5	70	13.3
6	78	11.9
7	87	10.5
8	95	9.7

Принимается решение: поскольку опоры долот серии ГАУ предназначены для бурения с частотами в области нижней половины диапазона допустимых по ТУ (40-

90 об/мин), т.е. в пределах 40-65 об/мин, то в процессе предстоящего бурения целесообразно сравнить по механической скорости бурения сочетание парных параметров 44 об/мин - 17.8 тс; 53 об/мин - 16.4 тс; 61 об/мин - 15 тс и выбрать то сочетание, которое обеспечивает наибольшую механическую скорость. Пусть, например, наибольшая скорость проходки достигнута при 61 об/мин - 15 тс.

## Оптимизация гидравлической мощности долота

По палетке приложения 1 определяется гидравлическая мощность на долоте  $N_{г_{мин}}$ , обеспечивающая совершенную очистку забоя от шлама при бурении. Найденное значение (в лс) умножается на 0.736, т.е. переводится в кВт. Рассчитывается удельная осевая нагрузка на долоте по следующему выражению:

$$N_o = \frac{WOB \cdot RPM}{D_o} = 42.4 \text{ тс об/}(мин \text{ см})$$

Этому значению соответствует гидравлическая мощность на долоте 152 л.с. (определяем по палетке приложения 1). Или 112 кВт.

$152 \cdot 0.736 = 112 \text{ кВт}$ . Примем скорость восходящего потока бурового раствора в КЗП  $v = 0.98 \text{ м/с}$ . Тогда расход бурового раствора составит:

$$Q = \frac{\pi}{4} (D_{пр}^2 - D_{от}^2) v = 0.034 \text{ м}^3/\text{с}$$

Рассчитываем потери давления, приходящиеся на долю долота.

$$\Delta P_d = b P_n - \sum \Delta P_i$$

где  $b$  принимается  $b = 0.75 - 0.8$  (по правилам техники безопасности рабочее давление насоса должно быть на 20-25% ниже паспортного).  $P_n$  - паспортное давление напора насоса, МПа.  $\Delta P$  - потери в долоте берём из гидравлической программы промывки скважины и рассчитываем гидравлическую мощность реализуемую в долоте (для примера пусть 3 МПа):

$$N_{эд} = \Delta P_d \cdot Q = 101 \text{ кВт}$$

Требуемая гидравлическая мощность для совершенной очистки забоя должна быть 112 кВт. Проверим также реализуемость гидромониторного эффекта (при этом эффекте скорость истечения из насадок долота должна быть  $> 80 \text{ м/с}$ ). Рассчитаем скорость истечения промывочной жидкости из долота:



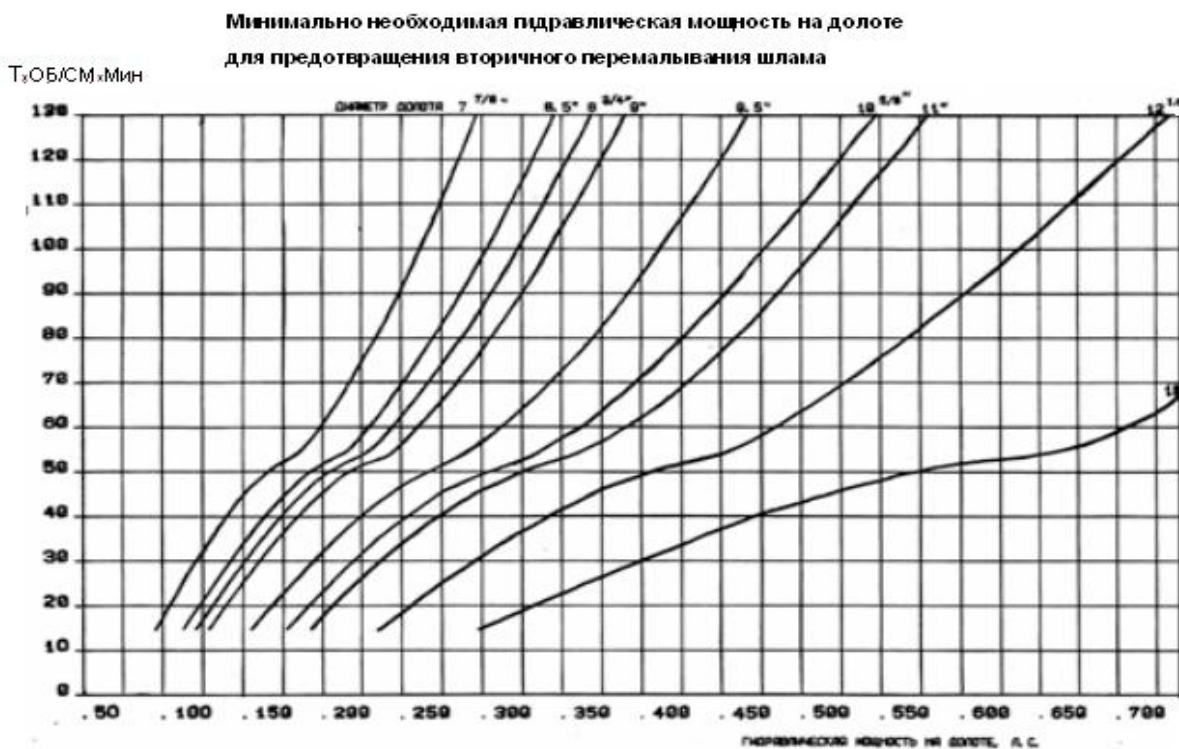
$$v_n = \kappa \sqrt{\frac{2\Delta P_d \mu^2}{\rho}} = 77 \text{ м/с}$$

Где  $\kappa$  - коэффициент вариации скорости из-за промывтия насадок долота  $\kappa=1.12-1.13$ .

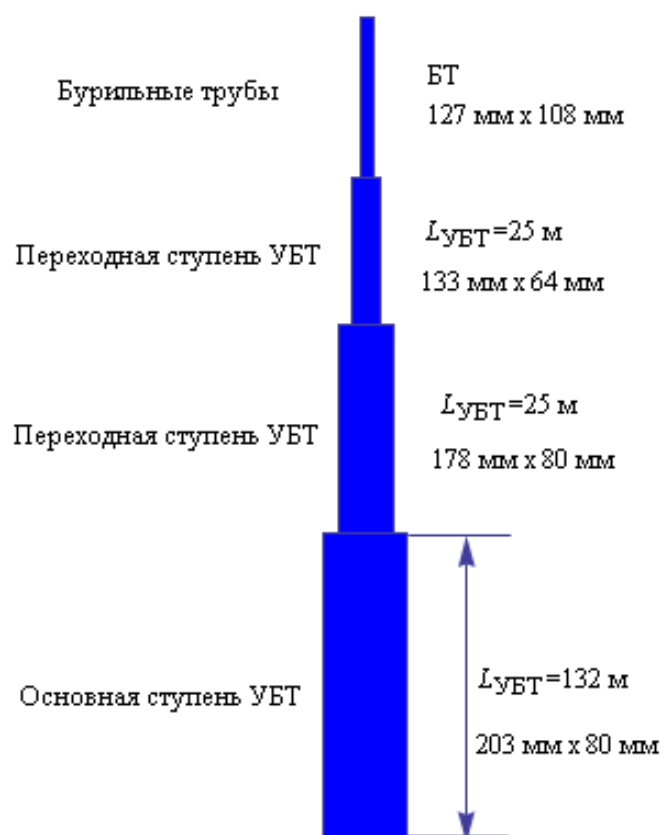
## Выводы:

Для реализации гидравлической мощности на долоте с целью совершенной очистки забоя от шлама и для достижения гидромониторного эффекта необходимо увеличить расход бурового раствора до 40.4 л/с.

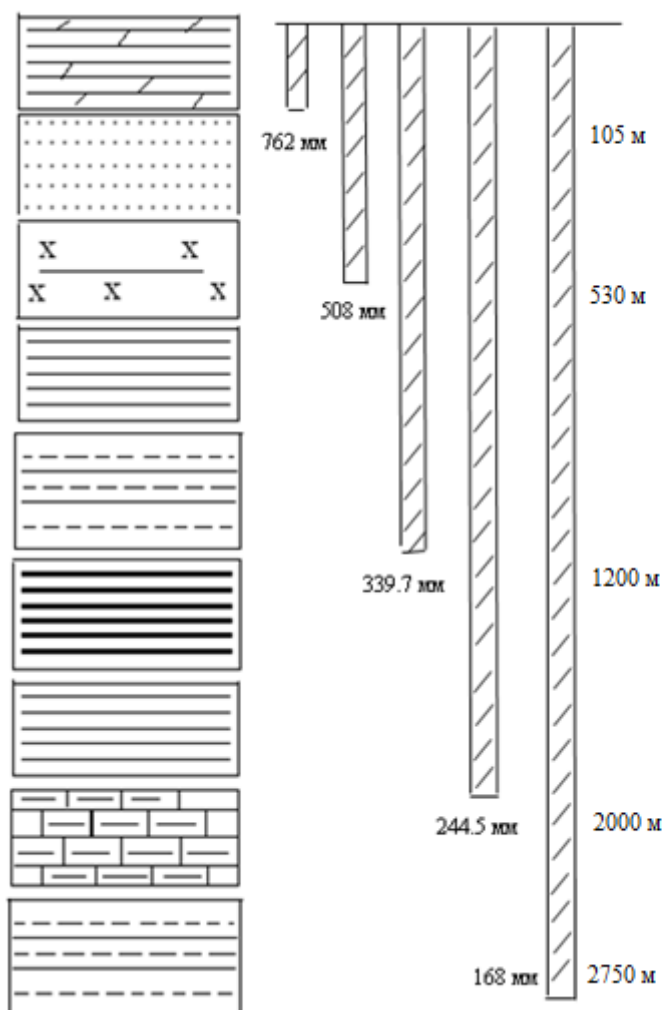
## Приложение 1. Палетка Фуллертона



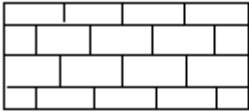

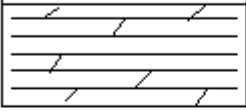
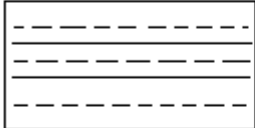
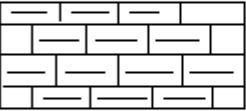
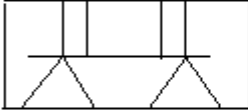

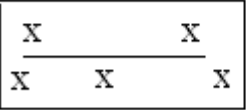
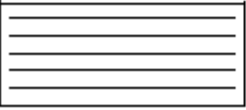
## Приложение 2. Компоновка бурильной колонны



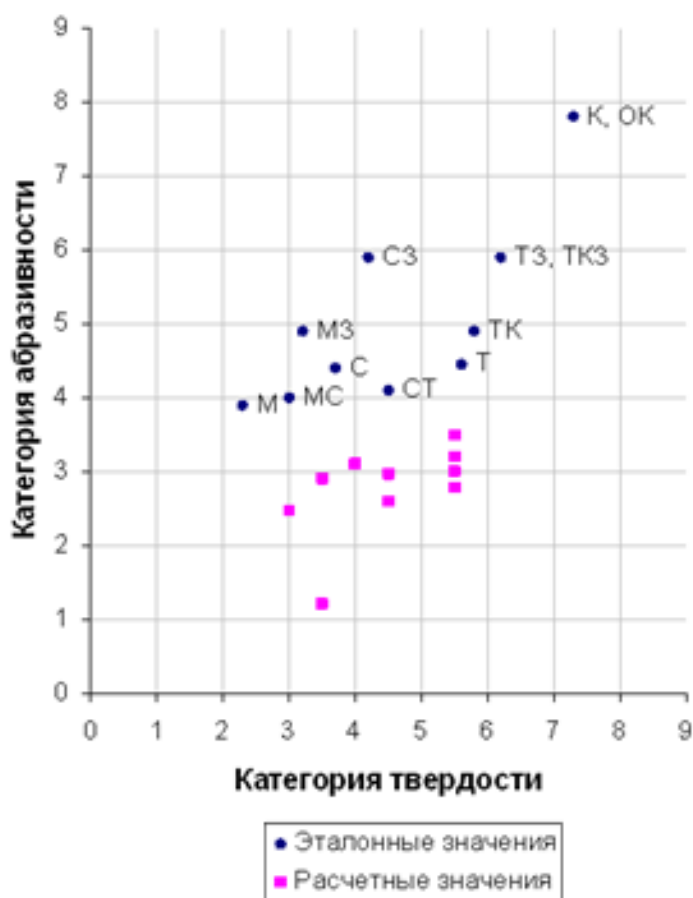
### Приложение 3. Схема конструкции скважины



## Приложение 4. Условные обозначения

известняки			аргиллиты
суглинки-супеси			алевролиты
известняки глинистые			доломиты ангидриты
			пески
			песчаники
			глины

## Приложение 5. Номограмма выбора долот



### Список литературы

1. Лекции по специальной дисциплине "Техническое проектирование бурения нефтяных и газовых скважин на Арктическом шельфе"
2. Лекции по специальной дисциплине "Технологические расчеты при бурении скважин в условиях Арктики"
3. А. Г. Калинин и др. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ/А. Г. Калинин и др. М.: Недра, 1998 г