

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

Кафедра морского
нефтегазового дела

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА
БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ В
ИНТЕРВАЛЕ КРЕПЛЕНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ
ОСАДНОЙ КОЛОННЫ**

*Методические указания к выполнению расчетно-
графической работе 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*

Мурманск
2019

Составители – Коротаяев Борис
Александрович, доцент 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. Коротаяев, 2019

Оглавление

Проектирование оптимального режима бурения скважины в интервале крепления эксплуатационной обсадной колонны	3
Введение	3
Пример оптимизации	4
Пример расчёта:	5
Исходные данные по КНБК:.....	5
Расчет частоты вращения ротора	5
Оптимизация гидравлической мощности долота	7
Выводы:	8
Приложение 1. Палетка Фуллертона	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 θ_{cp} рассчитывается следующим образом:

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

где $D_{y\dot{o}t}$ - внешний диаметр УБТ; $d_{y\dot{o}t}$ - 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.

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

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:

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

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

$$\text{RPM}_1 = \frac{10 \text{ с } j_{\min}}{\text{H-L}} + 1 = 36 \text{ об/мин}$$

$$\text{RPM}_2 = \frac{10 \text{ с } 5}{\text{H-L}} + 1 = 44 \text{ об/мин}$$

$$\text{RPM}_3 = \frac{10 \text{ с } 6}{\text{H-L}} + 1 = 53 \text{ об/мин}$$

$$\text{RPM}_4 = \frac{10 \text{ с } 7}{\text{H-L}} + 1 = 61 \text{ об/мин}$$

$$\text{RPM}_5 = \frac{10 \text{ с } 8}{\text{H-L}} + 1 = 70 \text{ об/мин}$$

$$\text{RPM}_7 = \frac{10 \text{ с } 10}{\text{H-L}} + 1 = 87 \text{ об/мин}$$

$$\text{RPM}_8 = \frac{10 \text{ с } 11}{\text{H-L}} + 1 = 95 \text{ об/мин}$$

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

$$\text{WOB} = 14.281 + 0.373 \text{ RPM} - 0.0086 \text{ RPM}^2 + 0.0000439 \text{ RPM}^3$$

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 $N_{г\text{мин}}$, 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:

$$N_{\text{д}} = \frac{WOB \cdot RPM}{D_{\text{д}}} = 42.4 \text{ тс об/}(мин \text{ см})$$

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:

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

Рассчитываем потери давления, приходящиеся на долю долота.

$$\Delta P_{\text{д}} = b P_{\text{н}} - \sum \Delta P_i$$

где b принимается $b=0.75-0.8$ (по правилам техники безопасности рабочее давление насоса должно быть на 20-25% ниже паспортного). $P_{\text{н}}$ -

паспортное давление напора насоса, МПа. ΔP - потери в долоте берём из гидравлической программы промывки скважины и рассчитываем гидравлическую мощность реализуемую в долоте (для примера пусть 3 МПа):

$$N_{\text{до}} = \Delta P_{\text{д}} \cdot Q = 101 \text{ кВт}$$

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 м/с). Рассчитаем скорость истечения промывочной жидкости из долота:

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

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

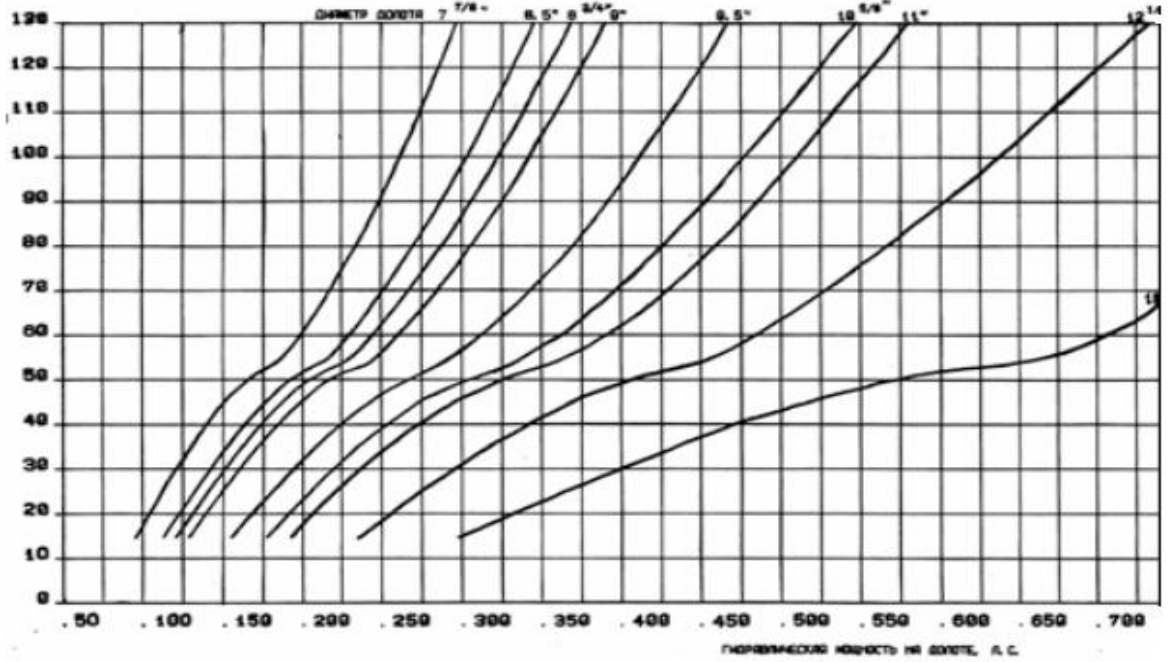
Выводы:

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.

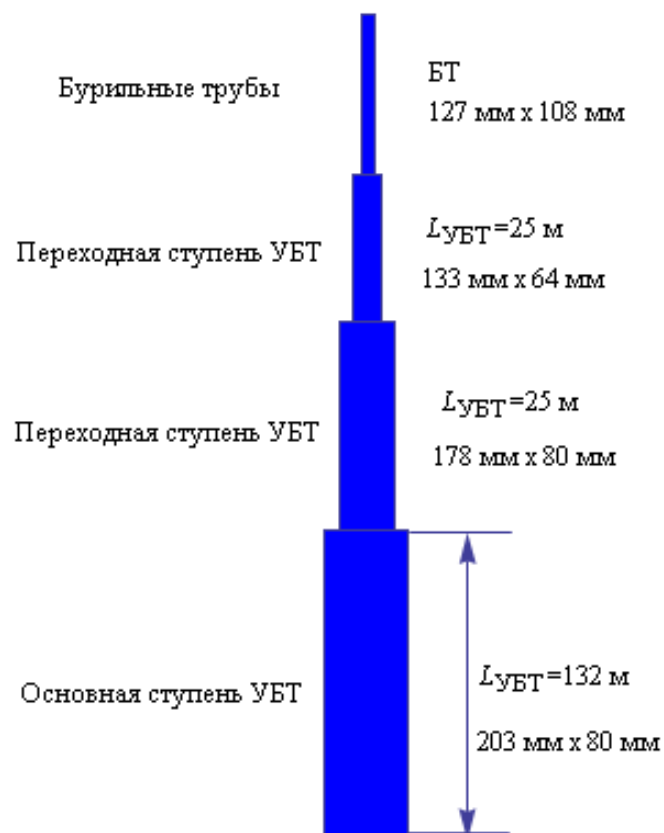
Приложение 1. Палетка Фуллертона

Минимально необходимая гидравлическая мощность на долоте
для предотвращения вторичного перемалывания шлама

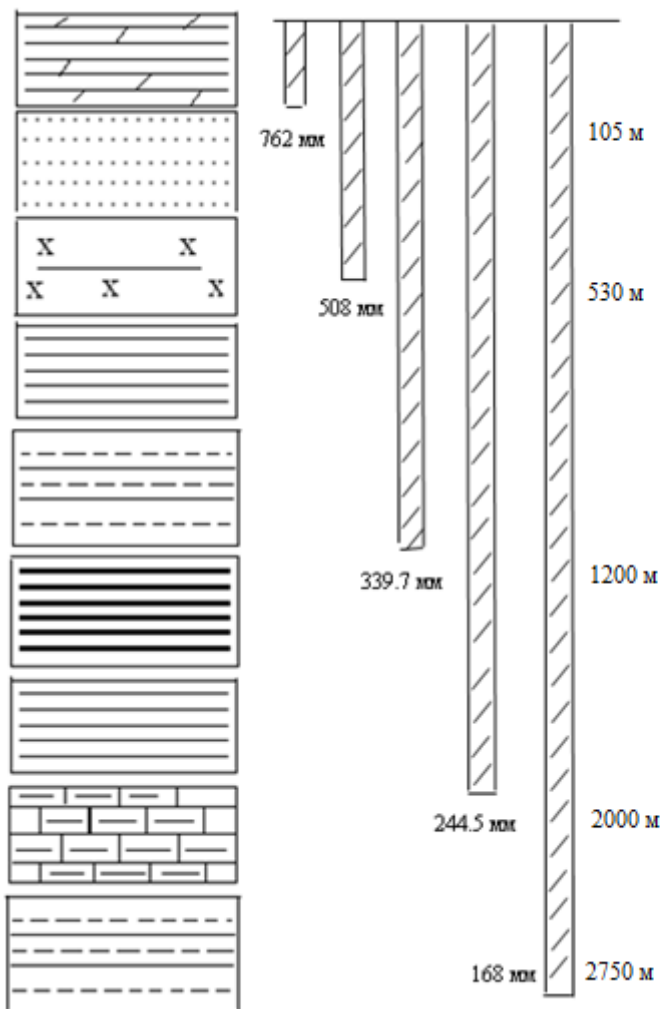
Т, ОБ/СМ·Мин



Приложение 2. Компоновка буровой колонны

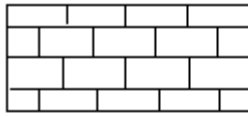


Приложение 3. Схема конструкции скважины



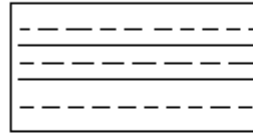
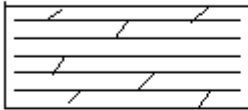
Приложение 4. Условные обозначения

известняки



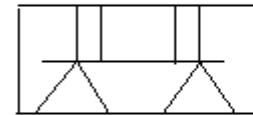
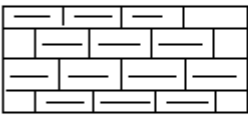
аргиллиты

суглинки-супеси

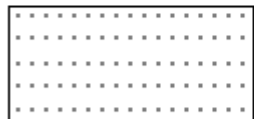


алевролиты

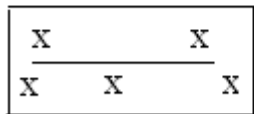
известняки глинистые



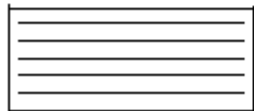
доломиты
ангидриты



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