

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 выполнению курсового проекта**

Дисциплина	Б1.В.02.09 Техническое проектирование бурения нефтяных и газовых скважин на Арктическом шельфе <small>код и наименование дисциплины</small>
Направление подготовки/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело <small>код и наименование направления подготовки /специальности</small>
Направленность/специализация	Эксплуатация и обслуживание объектов нефтегазового <small>наименование направленности (профиля) /специализации образовательной программы</small> комплекса Арктического шельфа
Квалификация выпускника	бакалавр <small>указывается квалификация (степень) выпускника в соответствии с ФГОС ВО</small>
Кафедра-разработчик	морского нефтегазового дела <small>наименование кафедры-разработчика рабочей программы</small>

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

МУ к КП 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

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ЗА ВЫБРОСОМ .**Ошибка! Закладка не определена.**

Оглавление	3
Общие методические указания к выполнению расчетно-графической работе (РГР) 4	
Программа №7. Технологический контроль за выбросом.....	6
Пример Расчета	6
Исходные данные	6
Расчетная часть:	7
Расчет высоты расположения флюида в КЗП.....	8
Эквивалентная плотность бурового раствора	9
Эквивалентная плотность давления гидроразрыва	10
Модели гидроразрыва	10
Прогнозирование давления гидроразрыва по методике АзНИИбурнефть:....	10
Модель расчета давления гидроразрыва ВНИИКрнефти	11
Модель расчета давления гидроразрыва ТуркменНИПИнефть	12
Модель расчета давления гидроразрыва М. Хабберта и Д. Уиллса.....	12
Модель давление гидроразрыва В. Метьюз, Дж. Келли и Е. Пеннебейкер	12
Модель давления гидроразрыва А.Итона	12
Справочные данные	13
Таблица. Прочность горных пород	13
Варианты заданий:	14
Список литературы:	14

Общие методические указания к выполнению расчетно-графической работе (РГР)

Расчетно-графическая работа по дисциплине выполняется в соответствии с учебным планом по направлению/специальности.

Целью РГР является систематизация, расширение и углубление знаний, полученных при теоретическом изучении дисциплины, с тем, чтобы студент мог использовать полученные знания на практике. Одной из важных задач работы является совершенствование умений студента работать самостоятельно с литературными источниками и нормативно-справочной литературой.

Перед выполнением расчетно-графической работы необходимо ознакомиться с соответствующими разделами программы курса и методическими указаниями.

РГР должно быть выполнено и представлено в срок, установленный преподавателем в соответствии с изучаемой дисциплиной.

При выполнении задания студенту необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1. В работе должен быть указан номер её варианта.

Первый вариант – для студентов, фамилии которых начинаются с букв: А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З, И.

Второй вариант – для студентов, фамилии которых начинаются с букв: К, Л, М, Н, О, П, Р.

Третий вариант – для студентов, фамилии которых начинаются с букв: С, Т, У, Ф, Х, Ц, Ч, Ш, Щ, Э, Ю, Я.

2. Самовольная замена одного варианта задания другим не разрешается.

3. Перед решением задания должно быть приведено его условие. Отделите решение задачи от ее условия некоторым интервалом.

4. Решение задания следует сопровождать необходимыми формулами, развернутыми расчетами и выводами по полученным результатам, раскрывающие умение осуществлять технологический контроль за скважиной. В процессе решения РГР нужно проверять производимые расчеты, пользуясь взаимосвязью между исчисляемыми показателями процесса бурения разведочной морской скважины. Выполненная работа должна быть оформлена в соответствии с требованиями по оформлению письменных работ.

5. После получения рецензированной работы студент должен исправить все отмеченные рецензентом ошибки и недочеты, а также выполнить все рекомендации.

6. Работы, выполненные не по своему варианту, рецензированию не подлежат.

Цель работы: уметь осуществлять технологический контроль при выбросе

Программа №7. Технологический контроль за выбросом.

К технологическим задачам относятся следующие мероприятия по контролю за процессом бурения:

- 1) Раннее обнаружение газо-, нефте- и водопроявления (ГНВП);
- 2) Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач;
- 3) Распознавание и определение продолжительности технологических операций;
- 4) Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот;
- 5) Оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска инструмента);
- 6) Контроль гидродинамических давлений в скважине;
- 7) Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спускоподъемных операциях, управлении доливом;
- 8) Прогнозирование зон АВПД; Технологический контроль за ГНВП.
- 9) Контроль спуска и цементирования обсадной колонны;
- 10) Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени;
- 11) Диагностика работы бурового оборудования;

Цель РГР закрепление знаний о процессах при контроле за выбросом пластового флюида.

Пример Расчета

Приведем конструкцию скважины на момент проявления ГНВП

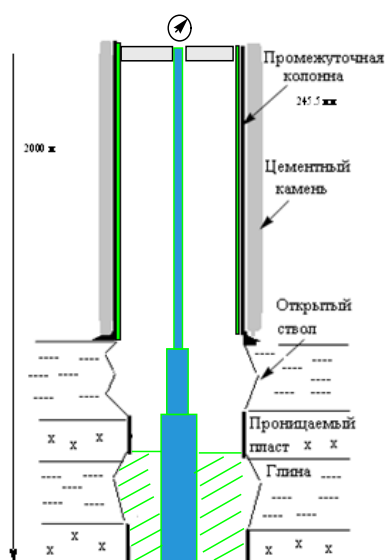


Рис.1 Конструкция скважины.

Исходные данные

Ризк=2.5 -давление в обсадной колонне при закрытом устье, МПа

$V_{пр}=1$ - увеличение объема в ёмкости, или размер притока, м³
 $\gamma=2.03$ - плотность БР, г/см³
 $\Delta\gamma=0.05$ - добавка к требуемой плотности БР, г/см³ или 5-7 бар
 $H=4350$ -общая глубина, м
 $P_{изт}=2$ - давление в бурильных трубах при закрытом устье, МПа
 $\Delta P_1=8$ - потери давления в циркуляционной системе, МПа
 $Q_1=12$ -расход БР, л/с
 $Q_2=6$; расход БР при снижении скорости закачивания, л/с
 $\gamma_{факт}=2.08$ - фактическая плотность БР, г/см³
 $L_{фл}=80$ - длина отрезка скважины, заполненного флюидом, м
 $d=245$ - внутренний диаметр обсадной колонны, мм
 $d_n=127$ - наружный диаметр верхней бурильной трубы, мм
 $D_{дол}=0.2159$ – диаметр долота, м
 $D_{убт}=0.178$ – диаметр основной ступени УБТ, м
 $L_{убт}=120$ – длина основной ступени УБТ, м
 $L_{убт1}=12$.- длина переходной ступени УБТ, м
 $D_{убт1}=0.165$ - диаметр переходной ступени УБТ, м
 $L=3500$ – глубина спуска последней обсадной колонны, м
 $\Delta P_{кзп}=1.5$ – потери давления в КЗП, МПа
 $g=9.81$ – ускорение свободного падения

Расчетная часть:

$$\gamma_{тр} = \frac{102 P_{изт}}{H} + \gamma + \Delta\gamma \quad \text{- плотность бурового раствора, требуемая для глушения скважины, г/см}^3$$

2.1269

$$P_n = \Delta P_1 + P_{изт} \quad \text{- начальное давление циркуляции, МПа}$$

2+ ΔP_2

$$\Delta P_2 = \frac{\Delta P_1 Q_2^2}{Q_1^2} \quad \text{- потеря давления в системе при снижении скорости закачивания, МПа}$$

2

$$P_{к1} = \Delta P_2 \frac{\gamma_{тр}}{\gamma} \quad \text{- конечное давление циркуляции при достижении требуемой плотности БР, МПа}$$

2.09546

$$\gamma_{фл} = \gamma - \frac{102(P_{изк} - P_{изт})}{L_{фл}} \quad \text{- плотность флюида, поступающего в скважину, г/см}^3$$

1.3925

$$P_{max} = 11.08 \gamma_{тр} \sqrt{\frac{V_{пр} H}{d^2 - d_n^2}} \quad \text{- максимальное давление нагнетания на устье, МПа*})$$

7.41854

При вычислении V_{max} диаметры d и d_n подставляются в мм.

$$V_{max} = 0.000886 \sqrt{V_{пр} H (d^2 - d_n^2)} \quad \text{- увеличение объема раствора в емкостях, м}^3$$

12.2431

Если плотность постороннего флюида $\gamma_{фл} \leq 0.6$ г/см³ то предполагается, что приток является газом; если $\gamma_{фл} > 0.6$ г/см³, то приток считают жидкостью.

При расчете по фактической плотности бурового раствора :

$P_{к2} = P_{изт} + 0.0098(\gamma - \gamma_{факт})H + \Delta P_2 \frac{\gamma_{факт}}{\gamma}$ - конечное давление циркуляции при недостижении требуемой плотности БР, МПа
1.91776

$\gamma_{фл} = \gamma - \frac{102(P_{изк} - P_{изт})}{L_{фл}}$ - плотность флюида, поступающего в скважину, г/см³
1.3925

Ожидаемые параметры на устье:

$P_{max} = 11.08\gamma_{факт} \sqrt{\frac{V_{пр}H}{d^2 - d_n^2}}$
7.25496

$V_{max} = 0.000886\sqrt{V_{пр}H(d^2 - d_n^2)}$
12.2431

Если плотность постороннего флюида $\gamma_{фл} \leq 0.6$ г/см³ то предполагается, что приток является газом; если $\gamma_{фл} > 0.6$ г/см³, то приток считают жидкостью.[1]

Расчет высоты расположения флюида в К

Площадь кольцевого пространства КЗП между долотом и УБТ 178 мм, м²

$S = \frac{\pi D_{дол}^2}{4} - \frac{\pi D_{убт}^2}{4}$
0.01173

Высота расположения флюида в районе УБТ 178 мм, м

$h_{ф} = \frac{V_{пр}}{S}$
127.9

Объем между УБТ 178 мм и стенками скважины, м³

$V_{178} = S L_{убт}$
1.407

А наш объем притока 1 м³, следовательно, он полностью расположится в районе основной ступени УБТ 178 мм. Но если объем больше, например 1.5 м³, то он следовательно, расположится в районе переходной ступени УБТ 165 мм

$V_{про} = V_{пр} - V_{178}$

Площадь кольцевого пространства КЗП между долотом и УБТ 165 мм

$S = \frac{\pi D_{дол}^2}{4} - \frac{\pi D_{убт1}^2}{4}$
0.0152

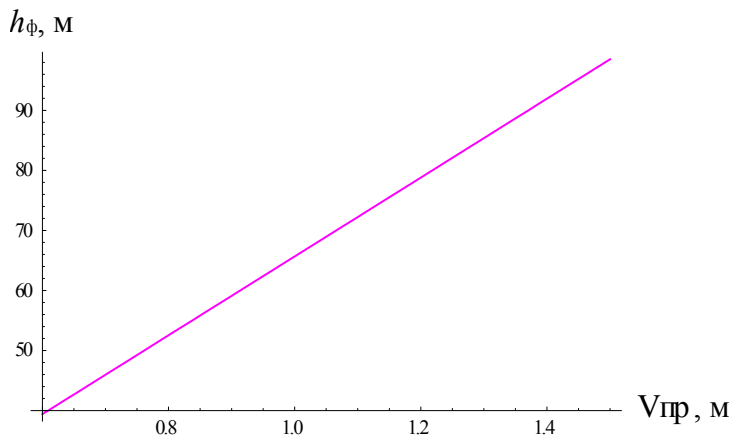
Высота расположения флюида в районе УБТ 165 мм, м

$h_{ф} = \frac{V_{про}}{S}$
6.107

Clear[Vпр]

Построим график высоты расположения флюида в КЗП в зависимости от объема притока флюида

$h_{ф} = \frac{V_{пр}}{S}$



Эквивалентная плотность бурового раствора

Найдем эквивалентную плотность бурового раствора, г/см^3

$$\text{ECD} = \gamma + \frac{\Delta P_{кзп} 10^6}{gH1000}$$

2.065

Построим график гидростатического давления

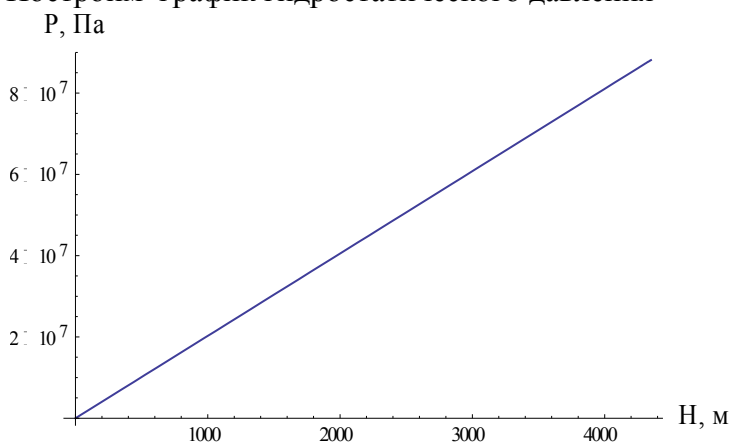


Рис.2 График распределения гидростатического давления

Построим график давления при плотности бурового раствора глушения

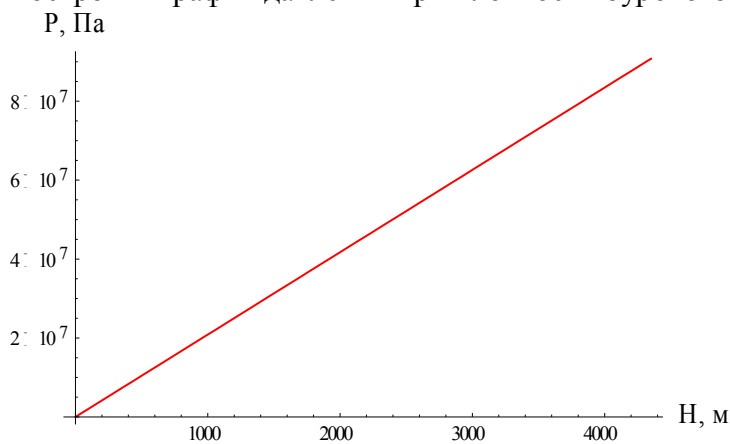


Рис.3. График распределения гидростатического давления после замены бурового раствора

Совместим графики и развернем их следующим оператором

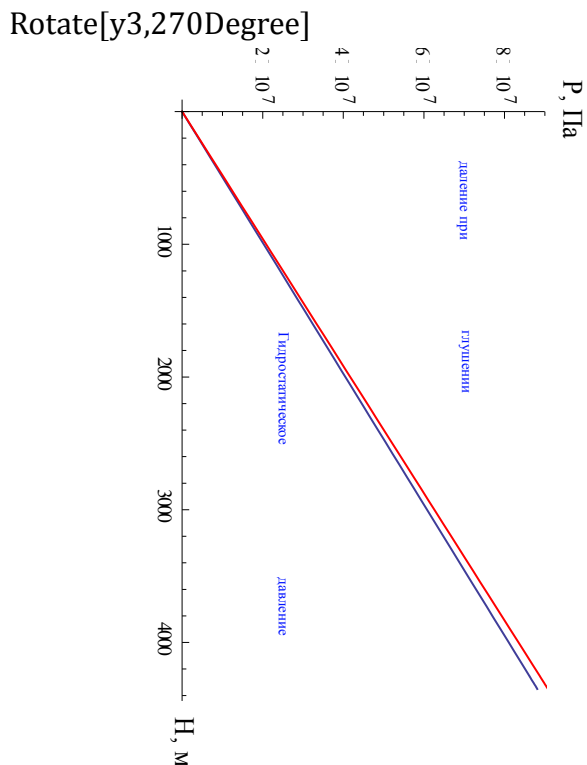


Рис.4. Совмещенный график

Эквивалентная плотность давления гидроразрыва

Зададим давление гидроразрыва под башмаком последней обсадной колонны, МПа

$$P_{гр} = (\gamma_{тр} g L 1000 + \Delta P) / 10^6$$

75.1

Найдем эквивалентную плотность давления гидроразрыва, г/см³: При $\Delta P = 2 \cdot 10^6$

$$\rho_{гр} = \frac{P_{гр}}{g L}$$

2.19

Модели гидроразрыва

Прогнозирование давления гидроразрыва по методике АзНИИбурнефть:

$$P_{гр} = (0.75 - 0.9) P_г$$

Исходные данные:

$$\rho = 2310; \alpha = 0.8; L = 3000; g = 9.81;$$

Горное давление:

$$P_г = \rho g L \alpha$$

Давление гидроразрыва:

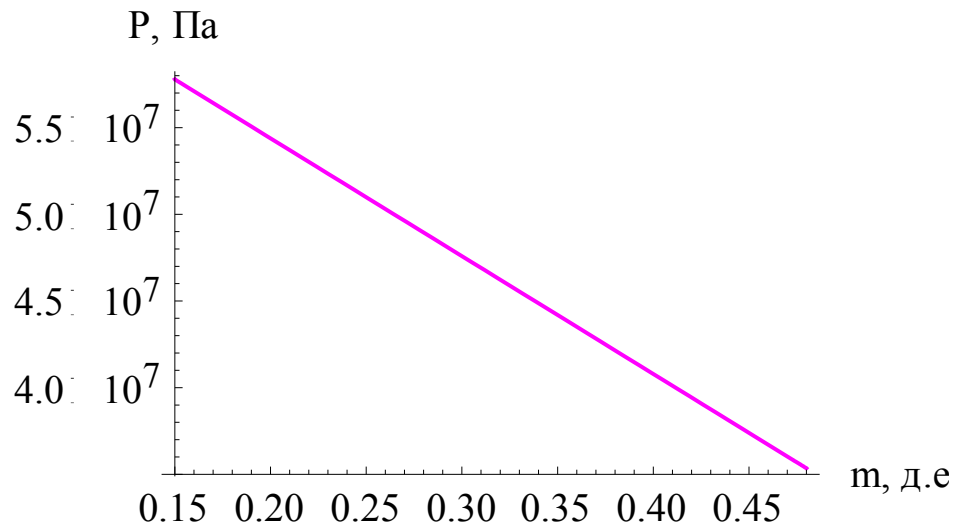
$$P_{гр} = \alpha P_2$$

$$5.44 \cdot 10^7$$

Следующая методика:

m- пористость породы, д.е:

$$P_{гр} = (1 - m)P_Г$$



Модель расчета давления гидроразрыва ВНИИКрнефти

Гидростатическое давление, Па:

$$P_{гс} = 30 \cdot 10^6$$

Коэффициент аномальности:

$$k_a = 1.1$$

Пластовое давление, Па:

$$P_{пл} = P_{гс} k_a$$

Давление гидроразрыва, Па:

$$P_{гр} = 0.088L + 0.66P_{пл}$$

Модель расчета давления гидроразрыва ТуркменНИПИнефть

Давление гидроразрыва, Па:

$$P_{гр} = 0.083L + 0.66P_{пл}$$

Для зон с АВПД при упругом водонапорном режиме предложена более уточненная формула:

Давление пластовое:

$$P_{пл} = P_{гс} 1.5$$

Пористость m , д.е:

$$m=0.23$$

Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = (1 - m)P_{г} + (P_{пл} - P_{гс})$$

Модель расчета давления гидроразрыва М. Хабберта и Д. Уиллса

Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = P_{пл} + (0.6)(P_{г} - P_{пл})$$

Модель давление гидроразрыва В. Метьюз, Дж. Келли и Е. Пеннебейкер

k_i - коэффициент напряжения скелета породы

Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = k_i(P_{г} - P_{пл}) + P_{пл}$$

Необходимо найти k_i из того, что давление гидроразрыва известно из предыдущего вычисления.

Модель давления гидроразрыва А.Итона

P_p -предел прочности породы на разрыв, $P_{г}$ - горное давление, $P_{пл}$ - поровое давление(пластовое давление)

Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = P_{пл} + (P_{г} - P_{пл}) \frac{\mu}{1 - \mu} + P_p$$

μ – коэффициент Пуассона. $\mu=0.27$

Справочные данные

Таблица. Прочность горных пород

Прочность горных пород

Группа твёрдости	Категория твёрдости	Твёрдость по штампу, кг/мм ²	Горная порода
1 (мягкие)	1	10	Глинистые породы, аргиллиты, пористые алевролиты, песчаники и известняки
	2	10-25	
	3	25-50	
	4	50-100	
2 (средние)	5	100-150	Алевролиты, известняки, ангидриты, доломиты и песчаники
	6	150-200	
	7	200-300	
3 (твёрдые)	8	300-400	Кремень, кварцит, кремне-известняки и доломиты
	9	400-500	
	10	500-600	
	11	600-700	
	12	> 700	

Варианты заданий:

Таблица 1

Варианты	Ризк, МПа	V _{пр} , м ³	H, м	γ, г/см ³	Q1, л/с	Q2, л/с	ΔP _{кзп} , МПа
1	2	0.85	1500	1.13	10	5	0.5
2	2.2	0.9	1600	1.14	12	6	0.6
3	3.4	1	1700	1.15	14	7	0.7
4	3.5	1.1	1800	1.14	16	8	0.8
5	5.6	1.2	1900	1.17	17	8.5	0.9
6	1.8	1.3	2000	1.17	18	9	1
7	2.9	1.4	2100	1.16	17	8.5	1.1
8	3.9	1.5	2200	1.13	16	8	1.2
9	4.2	0.7	2300	1.15	20	10	1.3
10	5.3	0.9	2400	1.17	30	15	1.1
11	3.4	0.85	2500	1.17	40	20	1.3
12	4.5	0.6	2700	1.18	44	22	1.2

Таблица 2

Варианты	Длина УБТ, м	V _{пр} , м ³	H, м	L, м	ΔP1, МПа	ΔP _{кзп} , МПа	Ризт, МПа	ΔP 10 ⁶ Па
1	90	0.85	1500	1200	5	0.5	1	2
2	100	0.9	1600	1200	6	0.6	2	2.1
3	110	1	1700	1200	7	0.7	3	2.2
4	120	1.1	1800	1200	8	0.8	4	2.3
5	130	1.2	1900	1500	8.5	0.9	5	2.4
6	140	1.3	2000	1500	9	1	1	2.5
7	150	1.4	2100	1500	8.5	1.1	2	2.5
8	175	1.5	2200	1500	6	1.2	3	2.4
9	155	0.7	2300	1500	5	1.3	4	2.3
10	150	0.9	2400	1700	6	1.1	5	2.2
11	160	0.85	2500	1700	7	1.3	3	2.1
12	170	0.6	2700	2000	8	1.2	4	2

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.

2. Ганджумян, Р. А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин : справ. пособие / Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Б. А. Никитин; под ред. А. Г. Калинина. - Москва : Недра, 2000. - 489 с. : ил. - ISBN 5-247-03869-X : 250-00. [7]
3. Бабаян Э.В. Инженерные расчеты при бурении [Электронный ресурс]/ Бабаян Э.В., Черненко А.В.— Электрон. текстовые данные.— М.: Инфра-Инженерия, 2016.— 440 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/51724.html>.