

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
ДАГЕСТАН

Государственное бюджетное профессиональное образовательное учреждение
«Технический колледж им. Р.Н. Ашуралиева»



**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ВЫПОЛНЕНИЮ
ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ**

МДК 02.01. Эксплуатация бурового оборудования
ПМ.02 Обслуживание и эксплуатация бурового оборудования
Часть 1

по специальности среднего профессионального образования

21.02.02. Бурение нефтяных и газовых скважин

ДЛЯ СТУДЕНТОВ ОЧНОЙ И ЗАОЧНОЙ ФОРМ ОБУЧЕНИЯ

Махачкала 2020

УДК 553.98

Рецензенты:

Курбанов Ш.М., Кандидат технических наук, ст. преподаватель кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин» ДГТУ,

Алиев Р.М., доктор технических наук, генерального директор ООО «Геотермнефтегаз»

Методические рекомендации для студентов по выполнению практических (лабораторных) работ (Часть 1) по МДК 02.01. «Эксплуатация бурового оборудования» в составе ПМ.02 Обслуживание и эксплуатация бурового оборудования по специальности среднего профессионального образования 21.02.02. Бурение нефтяных и газовых скважин

Разработчик:

Преподаватель специальных дисциплин ГБПОУ РД «Технический колледж им. Р.Н. Ашуралиева» Курбанов Рашид Алибекович

Методические указания для выполнения лабораторных работ являются частью программы подготовки специалистов среднего звена (далее - ППССЗ) по специальности 21.02.02 "Бурение нефтяных и газовых скважин".

Методические указания по выполнению лабораторных работ адресованы студентам очной и заочной формы обучения и включают в себя учебную цель, перечень образовательных результатов, заявленных во ФГОС СПО, краткие теоретические и учебно-методические материалы по теме, вопросы для закрепления теоретического материала, задания для лабораторной работы студентов и инструкцию по ее выполнению

Методические рекомендации для студентов по выполнению лабораторных заданий по МДК 02.01. «Эксплуатация бурового оборудования» по специальности среднего профессионального образования 21.02.02 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Рассмотрено:

на заседании нефтегазовых дисциплин

Протокол № _____ от «__» _____ 20__ г

Председатель _____ /Р.А. Курбанов/

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Методика расчета утяжеленных бурильных труб..... 4

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

*Методика расчета бурильных колонн при бурении забойными
двигателями..... 7*

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Методика расчета бурильной колонны для роторного способа бурения. 11

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Расчет бурильных труб при бурении электробуром. 13

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №1

Тема: Методика расчета утяжеленных бурильных труб.

Общие технические данные УБТ.

УБТ – горячекатаные трубы, изготовленные на трубопрокатных станках Таганрогским металлургическим заводом, Ждановским металлургическим заводом (ТУ 14-3-164-73; ТУВ 8739-141-70; ЧМТУ 14-243-154-73).

УБТС-1 – изготовлены путем сверления канала, механической обработки наружной поверхности и соответствующей термообработки Волгоградским заводом «Баррикады» (ТУ 39-076-74).

УБТС-2 - изготовлены путем сверления канала и специальной термообработки концевых участков на длине 0,7-1,2 м, Дрогобычским экспериментально – механическим заводом спецоборудования (ТУ 51-774-77)

УБТС-3 - изготовленные путем сверления канала, имеют конические стабилизирующие пояса, трапецеидальную резьбу и соединяются замками.

Общие технические данные УБТ.

Пределы текучести материала УБТ 380-550 МПа; УБТС 650-750 МПа.

Крутящий момент свинчивания резьбовых соединений труб рекомендуется принимать в следующих пределах, указанных в табл. 1.1

Таблица 1.1

Диаметр УБТ, мм	146	178	203	146	178	203	229
Крутящий момент, КН*м	13-16	26-32	37-45	20-24	35-41	47-53	58-65

Общие рекомендации по расчету УБТ.

Расчет УБТ сводится к определению их диаметра и длины.

Диаметр УБТ определяется исходя из условий обеспечения наибольшей жесткости сечения в данных условиях бурения, а длину – исходя из нагрузки на долото.

Отношение диаметра УБТ к диаметру скважины должно быть возможно большим.

$d_{УБТ} = (0,75-0,85) \cdot D_{СКВ}$, мм – для долота диаметром до 295,3 мм.

$d_{УБТ} = (0,65-0,75) \cdot D_{СКВ}$, мм – для долота диаметром свыше 295,3 мм.

В зависимости от диаметра долота в нормальных условиях бурения по таблице 1.2 выбирают диаметр УБТ:

Таблица 1.2

Долото	Диаметр, мм					
	139,7-146	149,2-158,7	165,1-171,4	187,3-200	212,4-228,6	244,5-250,8
УБТ	114	121	133	159	178	203
Долото	269,9	295,3	320	349,2	374,6-393,7	> 393,7
УБТ	229	245	245	254	273	273

Определив диаметр УБТ, вычисляют их длину:

1) при роторном способе по формуле:

$$L_{УБТ} = \frac{1,25 * P}{q_{п.м.УБТ}}, \text{ м.}$$

где P – нагрузка на долото, МН

$q_{п.м. УБТ}$ – вес 1 погонного метра УБТ.

2) при бурении забойным двигателем

$$L_{УБТ} = \frac{1,25 * P - G}{q_{п.м.УБТ}}, \text{ м.}$$

где G – вес забойного двигателя, МН.

Пример:

Расчет УБТ.

Данные к расчету:

1. D=215,9 мм – диаметр долота
2. $\rho_{б.р.} * 1,18 \text{ г/см}^3$ – плотность бурового раствора
3. $P_{дол}=0,2 \text{ МН}$ – нагрузка на долото
4. Способ бурения – роторный.

Ход расчета:

1. В зависимости от диаметра долота и условий бурения определяется диаметр УБТ $d_{УБТ}$ 178 мм.

Проверим соотношение диаметров:

$$\frac{d_{УБТ}}{D} = \frac{178}{215,9} = 0,82, \text{ что находится в допустимых соотношениях (0,75-}$$

0,85).

Определяем длину УБТ для роторного бурения:

$$L_{УБТ} = \frac{1,25 * P_{дол}}{q_{УБТ}} = \frac{1,25 * 0,2}{1,56 * 10^{-3}} = 160 \text{ м}$$

$q_{УБТ} = 1,56 * 10^{-3} \text{ МН}$, вес 1 п.м. УБТ.

Принимаем длину $L_{УБТ}=50 \text{ м}$ для облегчения СПО, т.е. 2 свечи по 25 метров.

Определяем осевую критическую нагрузку $P_{кр}$ по формуле:

$$P_{кр} = 2 \sqrt{E * J * q_{УБТ}^2} - P_0 * F_0$$

где $E=2,1 * 10^7 \text{ Н/см}^2$ – модуль упругости стали

J – экваториальный момент инерции сечения трубы, см^2

$q_{УБТ} = 15,6 \text{ Н/см}^2$ – вес 1 п.м. УБТ

P_0 – перепад давления на долото, Н/см^2

F_0 – суммарная площадь отверстия долота, см^2

$$J = (\cdot / 64) * (d_{УБТ}^4 - d_{УБТ}^4) = (\cdot / 64) * 8(17,8^4 - 8^4) = 4724 \text{ см}^4$$

$$P_{кр} = \frac{0,12}{F_0^2} * \rho_{бр} * Q^2 = \frac{0,12}{13,5^2} * 1,18 * 35^2 = 0,95 \text{ МПа}$$

$$P_{кр} = 2 * (2,1 * 10^7 * 4274 * 15,6^2)^{2/3} - 0,95 * 13,5 * 10^2 = 55907 - 1282 = 5462511 = 54,625 \text{ кН}$$

Так как $P_{кр} < P_{доп}$, то с целью ограничения поперечной деформации УБТ и площади контакта со скважиной рекомендуется при необходимости устанавливать на УБТ промежуточные опоры профильного сечения. Число опор рассчитывают по формуле:

$$m = \frac{P_{доп} - Q_K}{q_{УБТ} * a} - 1$$

где $Q_K = 0,025$ МН – вес наддолотной компоновки для борьбы с искривлением скважины;

$a = 23,5$ м – расстояние между опорами.

$$m = \frac{0,2 - 0,025}{0,00156 * 23,5} - 1 = 3,8$$

Принимаем число опор равным 4. Следовательно, расстояние между опорами составляет 23,5 м при количестве опор 4.

Таким образом, задача решена. Произведенный расчет позволяет ставить центраторы более обоснованно. Число опор не должно быть больше двух.

Результаты расчетов сводим в таблицу 1.3.

Примечание: для бурения участков набора угла кривизны длину УБТ выбирают исходя из длины турбобура. Это необходимо для наилучшего угла кривизны и успешности прохождения компоновки в наклонный ствол. В этом случае центраторы не ставятся.

Таблица 1.3

№ п/п	Интервал бурения, м		d _{УБТ} мм	L _{УБТ}	Число опор	Расстояние между опорами, м
	от	до				
1	360	2140	178	50	4	23,5

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. Н.; Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. “Недра”, 1989.
2. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., “Недра”, 1978.
3. Истомин А. З., Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М., “Недра”, 1979.
4. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., “Недра”, 1985.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти и газа. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008
6. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио», 2010
7. Справочная книга по добыче нефти под ред. Ш.К. Гиматудинова

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2

Тема: Методика расчета бурильных колонн при бурении забойными двигателями.

Диаметр бурильных труб выбирают в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны и способа бурения.

При одноразмерной (одного размера) колонне допускаемую глубину спуска колонны, составленную из труб с одинаковой толщиной стенки и группой прочности материала, определяют по формуле:

$$L_{дон} = \frac{Q_p - k * (Q_{убт} + G) * \left(I - \frac{\rho_{\delta p}}{\rho_m} \right) - (P_0 - P_n) * F_y}{k * q_{\delta p} * \left(1 - \frac{\rho_{\delta.p.}}{\rho_o} \right)}, м$$

где Q_p – допускаемая растягивающая нагрузка для труб нижней секции МН.

$$Q_p = \frac{\sigma_T * F_{кр}}{n}$$

где σ_T – предел текучести материала труб, МПа

$F_{тр}$ – площадь сечения трубы, м²

G_T – определяется.....

n – коэффициент запаса прочности

$n=1,3$ – для нормальных условий бурения

$n=1,35$ – для осложненных условий бурения

$k=1,15$ – коэффициент, учитывающий влияние трения, сил инерции и сопротивления движению раствора

$Q_{убт}$ – вес утяжеленных бурильных труб, МН

G – вес забойного двигателя и долота

ρ_m – прочность материала труб, г/см³

$\rho_m=7,85$ г/см³

F_k – площадь проходного канала, м²

$Q_{бт}$ – приведенный вес 1 п.м. трубы

$p_0 + p_n$ – перепады давления, соответственно на долоте и в турбобуре,

МПа

Если по результатам расчетов:

$L_{\text{доп}} > H$, достаточно

$L_{\text{доп}} < H$, бурить колонной нельзя, необходимо вводить сверху вторую секцию, составленную из труб той же группы прочности стали, но с большей толщиной стенки,

Где H – проектная глубина скважины по инструменту, м.

Длина второй секции определяется по формуле:

$$L_0 = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k * q_{BT} * \left(1 - \frac{P_n}{P}\right)} = \frac{\frac{\sigma_T}{n} * (F_{00} - F_{00})}{k * q_{00} * \left(1 - \frac{P_{00}}{P_M}\right)}, \text{ м}$$

где Q_{p1} , Q_{p2} – допустимые растягивающие нагрузки для труб первой и второй секций МН

q_{BT2} – приведенный вес 1 п.м. труб, МН

F_{2TP} – площадь сечения трубы, м^2

Общая допустимая длина колонны:

$$L_{\square \text{ доп}} = L_{\text{доп}} + I_2, \text{ м}$$

Если $L_{\square \text{ доп}} > H$, достаточно, если $L_{\square \text{ доп}} < H$, недостаточно, требуется одна секция сверху.

III-я секция сверху будет состоять из труб с группой прочности стали «Д» и толщиной стенки выше предыдущей.

Таким образом, расчет вести до выполнения условий достаточности

$$L_{\square \square \square \square \text{ доп}} = L_{\text{доп}} + I_2, \text{ достаточно.}$$

Пример расчета бурильной колонны при бурильном способе бурения.
Выбор бурильной колонны.

Данные к расчету:

1. $H=3000$ м – проектная глубина скважины по инструменту
2. $D=215,9$ мм – диаметр долота
3. $\rho_p=1,3$ г/см³ – плотность бурового раствора
4. Тип труб – ТБВК.

Ход расчета:

1. Диаметр труб и типы элементов бурильной колонны выбираем в зависимости от диаметра предыдущей обсадной колонны и способа бурения. Принимаем ТБВК-140.

2. Длины элементов бурильной колонны:

а) $L_T = 23,5=24$ м – длина турбобура ЗТСШ1-195

б) $L_{УБТ} = 50$ м – длина УБТ – 178 м

в) $L_{БТ} = H - L_T - L_{УБТ} = 3000 - 24 - 50 = 2926$ м – длина труб ТБВК

3. Принимаем трубы из стали «Д» с толщиной стенки 8 мм по ГОСТ 631-75.

Итак, приняты типы элементов БК:

ТБВК 140*8*2926 м
УБТ 478*50 м
ЗТСШ1-195*24 м.

4. Допускаемая глубина спуска колонны, составленной из труб ТБВК 140*8 определяем по формуле:

$$L_{ГК} = \frac{Q_p - k * (Q_{УБТ} + G) * \left(1 - \frac{P_{\delta m}}{P_m}\right) - p_0 * F_0}{k * q_{\delta m} * \left(1 - \frac{P_{\delta.p.}}{P_m}\right)}, м$$

где Q_p – допускаемая растягивающая нагрузка для труб нижней секции,
МН

$$Q_p = \frac{\sigma_m * F_{mp}}{n} = \frac{380 * 33,1 * 10^{-4}}{1,3} = 0,96, МН$$

где σ_T – предел текучести материала труб, МПа

$F_{тр} = 33,1 * 10^{-4} м^2$ – площадь сечения трубы

$n = 1,3$ – коэффициент запаса прочности для нормальных условий

$k = 1,15$ – коэффициент, учитывающий влияние трения, сил текучести и сопротивление движению жидкости.

$F_k = 120,1 * 10^{-4} м^2$ - площадь проходного канала

$Q_{УБТ} = L_{УБТ} * q_{\delta T} = 50 * 0,00156 = 0,078$ МН – вес УБТ.

$G = 0,0485 г/см^3$ – вес забойного двигателя

$P_m = 31 * 10^{-5}$ МН – приведенный вес 1 п.м. труб

$P_p = 6,1$ МПа – перепад давления на долоте и в турбобуре

$$L_{\delta on} = \frac{0,96 - 1,15 * (0,078 + 0,049) * \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right) - 6 * 120,1 * 10^{-4}}{1,15 * 31 * 10^{-5} * \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right)} = 2575 м$$

$L_{доп} = 2575 м < H = 3000 м$ – не достаточно.

$$L_2 = \frac{\frac{\sigma_T}{n} * (F_{mp2} - F_{mp1})}{k * q_{BT} * \left(1 - \frac{P_{\delta.p.}}{P_m}\right)}, м$$

где $F_{тр2} = 36,9 * 10^{-4} м^2$ – площадь сечения с толщиной стенки 9 мм

$q_{\delta T} = 33,9 * 10^{-5}$ МН – приведенный вес 1 п.м.

$$L_2 = \frac{\frac{380}{1,3} * [(36,9 - 33,1) * 10^{-4}]}{1,15 * 34 * 10^{-5} * \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right)} = 341 м$$

Общая длина колонны

$L'_{доп} = L_{доп} + L_2 = 2575 + 341 = 2916 м;$

$L'_{доп} < H$, не достаточно.

III-я секция сверху будет состоять из труб с группой прочности стали «Д» с толщиной стенки 10 мм.

$$L_3 = \frac{\frac{380}{1,3} * [(40,7 - 36,9) * 10^{-4}]}{1,15 * 39,3 * 10^{-5} \left(1 - \frac{1,3}{7,85}\right)} = 294,4$$

$$L'_{\text{доп}} = L_{\text{доп}} + L_3 = 2916 + 294 = 3210 \text{ м};$$

$L'_{\text{доп}} > H$, достаточно.

Таким образом, бурильная колонна будет состоять из трех секций. Результаты расчетов сводим в таблице 1.1.

Таблица 1.1

№ п/п	Интервал расположения, м		Бурильные трубы				Приме- чание
	от	до	d, мм	σ, мм	сталь	тип	
1	0	84	140	10	Д	ТБВК	
2	84	425	140	9	Д	ТБВК	
3	425	2575	140	8	Д	ТЮВК	

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. Н.; Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. "Недра", 1989.
2. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., "Недра", 1978.
3. Истомин А. З., Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М., "Недра", 1979.
4. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., "Недра", 1985.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти и газа. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008
6. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио», 2010
7. Справочная книга по добыче нефти под ред. Ш.К. Гиматудинова

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3

Тема: Методика расчета буровой колонны для роторного способа бурения.

Запись данных к расчету, выбор диаметров труб и типов элементов БК ведется аналогично расчету БК для турбинного способа бурения.

Допускаемую глубину спуска БК определяем по формуле:

$$L_{дон} = \frac{Q_{p1} - k * Q_{вбт} * \left(1 - \frac{p_{бт}}{p_m}\right) - p_0 * F_k}{k * q_{бт1} * \left(1 - \frac{p_{б.р.}}{p_m}\right)}, м$$

где $Q_{p1} = q_{бт1} / 1,04 * n$, МН – допустимая растягивающая нагрузка

$Q_{пр1}$ – предельная растягивающая нагрузка, МН

p_0 – перепад давления на долоте, МПа.

$$p_0 = (0,12 / F^2) * p_p * Q^2, \text{ МПа}$$

где F – суммарное сечение промывочных отверстий долота

Если $L_{дон1} > H$, достаточно.

Если $L_{дон1} < H$, не достаточно.

В этом случае вводим вторую секцию, составленную из труб группы прочности «Д» с большей толщиной стенки.

Вторая секция одноразмерной колонны определяется:

$$L_{дон2} = \frac{Q_{p2} - Q_{p1}}{k * q_{бт} * \left(1 - \frac{p_{б.р.}}{p_m}\right)}, м$$

где $Q_{p1} = Q_{пр2} / 0,4 * n$, МН

$L_{дон} = L_{дон1} + L_{дон2} > H$, достаточно.

Расчет колонны ЛБТ проводится аналогично расчету стальных буровых труб.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. Н.; Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. "Недра", 1989.
2. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., "Недра", 1978.
3. Истомин А. З., Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М., "Недра", 1979.
4. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., "Недра", 1985.
5. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти и газа. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008
6. Покрепин Б.В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио», 2010
7. Справочная книга по добыче нефти под ред. Ш.К. Гиматудинова

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4.

Тема: Расчет бурильных труб при бурении электробуром.

Рассчитать на прочность бурильную колонну при бурении скважины глубиной 2500 м электробуром Э250. Данные для расчета: БТ ЭБШ диаметром 140 мм из стали групп прочности Д с толщиной стенки 9 мм, вес электробура 0,035 МН; диаметр долота 295,3 мм; перепад давления в электробуре и долоте 1,0 МПа; плотность бурового раствора 1,2 г/см³; длина УБТ 100 м; масса 1 м УБТ 273,4 кг; диаметр кабеля 45 мм; масса 1 м кабеля 3,8 кг.

Решение. Допустимая глубина бурения трубами ЭБШ определяем по формуле. Для этого предварительно по таблице находим, что для 140 м труб с толщиной стенки 9 мм предельная растягивающая нагрузка составляет 1,4 МН.

Тогда по формуле (1) допустимая растягивающая нагрузка для нормальных условий бурения

$$Q_{h9,Д} = 1,4 / 1,3 = 1,08 \text{ МН}$$

Площадь поперечного сечения канала гладкой части БТ определяется по формуле

$$F_k = \pi / 4 (d_{\text{вн}}^2 - d_k^2),$$

Где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, равный 121,7 мм; d_k – диаметр кабеля, мм

$$F_k = \pi / 4 (12,17^2 - 4,5^2) = 100,3 \text{ см}^2$$

Определяем массу 1 м БТ по формуле (2).

$$q_{9,Д} = \frac{12,1 * 29,3 + 6,5 + 56}{12,1} = 34,46 \text{ кг}$$

Подставляя значения всех величин в формулу (3), получим

$$l_{\text{доп}9,Д} = \frac{1,08 - 1,15 [100(273,4 + 3,8)10^{-5} + 0,035] (1 - \frac{1,2}{7,85}) - 1,0 * 100,37 * 10^{-4}}{1,15(34,46 + 3,8)10^{-5} (1 - \frac{1,2}{7,85})} = 2090 \text{ м.}$$

Общая длина $L = 2090 + 100 = 2190 \text{ м.}$

Вторую секцию комплектуем из таких же труб, но толщиной стенки 11 мм. Для этих труб находим $Q_{\text{пр}} = 1,7 \text{ МН}$

Определяем допускаемую растягивающую нагрузку:

$$Q_{\text{пр}Д} = 1,7 / 1,3 = 1,31 \text{ МН}$$

Масса 1 м трубы

$$q_{Д} = \frac{12,1 * 35,3 + 6,5 + 56}{12,1} = 40,46 \text{ м}$$

Тогда длина второй секции по формуле

$$l_d = \frac{1,31 - 1,08}{1,15(40,46 + 3,8) \left(1 - \frac{1,2}{7,85}\right) 10^{-5}} = 534 \text{ м}$$

Принимаем $l_d = 310 \text{ м}$

Общая длина колонны $L = 100 + 2090 + 310 = 2500 \text{ м}$.

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. Н.; Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. "Недра", 1989.
2. Муравьев В. М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М., "Недра", 1978.
3. Истомин А. З., Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти. М., "Недра", 1979.
4. Бухаленко Е. И., Абдуллаев Ю. Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. М., "Недра", 1985.
5. Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти и газа. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008
6. Покрепин Б. В. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин Волгоград: Издательский дом «Ин-Фолио», 2010
7. Справочная книга по добыче нефти под ред. Ш. К. Гиматудинова