

**РАСЧЁТНЫЕ ФОРМУЛЫ**
(API)

Раздел 1. Упражнения на базе заполненного листа глушения – меры, принимаемые по показаниям приборов.

Упражнения для решения задач по показаниям приборов составлены, исходя из заполненного листа глушения с уже произведенными всеми необходимыми расчётами объёмов и давлений.

Каждый вопрос основан на данных о суммарном числе ходов, производительности насоса и показаниях манометров на стояке и обсадной колонне в конкретные моменты операции глушения скважины. Любое из показаний или их комбинация могут указывать на действия, которые необходимо предпринять. Приводятся варианты ответа для выбора.

Давления на устье в КП и/или бурильных трубах потребуют предпринять соответствующие действия, если:

- давления в КП и/или в трубах, данные в вопросе, ниже ожидаемых давлений, или
- давления в КП и/или в трубах, данные в вопросе, выше ожидаемых давлений на 70 psi или более.

Раздел 2. Расчётные формулы

Сокращения, используемые в этом документе

bbl	=	Баррели (США)
bbl/ft	=	Баррелей (США) на фут
bbl/min	=	Баррелей (США) в минуту
bbl/ход	=	Баррелей (США) за ход
ЗД	=	Забойное давление
ПВО	=	Превентор
ft	=	футы
ft/час	=	футов в час
ft/мин	=	футов в минуту
lb/bbl	=	фунтов на баррель
ИПП	=	испытание пласта на поглощение
МДУДКП	=	максимально допустимое устьевое давление в КП
ppg	=	фунтов на галлон
psi	=	фунтов на квадратный дюйм
psi/ft	=	фунтов на квадратный дюйм на фут
psi/час	=	фунтов на квадратный дюйм в час
ДКПЗС	=	давление на устье в КП при закрытии скважины
ДБТЗС	=	давление на устье в бурильных трубах при закрытии скважины
СРН	=	скорость работы насоса (ходов в минуту)
ГСВ	=	глубина скважины (или интервала) по вертикали
0,052	=	постоянный коэффициент

1. Гидростатическое давление, psi

$$\text{Плотность флюида (ppg)} \times 0,052 \times \text{ГСВ (ft)}$$

2. Градиент давления, psi/ft

$$\text{Плотность флюида (ppg)} \times 0,052$$

3. Плотность бурового раствора, ppg

$$\text{Давление (psi)} \div \text{ГСВ (ft)} \div 0,052$$

или

$$\frac{\text{Давление (psi)}}{\text{ГСВ (ft)} \times 0,052}$$

4. Пластовое (поровое) давление, psi

$$\text{Гидростатическое давление в бурильной колонне (psi)} + \text{ДБТЗС (psi)}$$

**5. Подача насоса, bbl/мин**

Подача насоса за ход (bbl/ход) x Скорость работы насоса (ход/мин)

6. Скорость потока в КП, ft/мин

Подача насоса (bbl/мин)
~~Удельный объем КП (bbl/ft)~~

7. Эквивалентная плотность бурового раствора, ppg

[Потери давления в КП (psi) ÷ ГСВ (ft) ÷ 0,052] + Плотность бурового раствора (ppg)

Или

$$\frac{\text{Потери давления в КП (psi)}}{\text{ГСВ (ft)} \times 0,052} + \text{Плотность бурового раствора (ppg)}$$

8. Плотность раствора с учётом запаса безопасности при СПО, ppg

[Запас безопасности (psi) ÷ ГСВ (ft) ÷ 0,052] + Плотность бурового раствора (ppg)

или

$$\frac{\text{Запас безопасности (psi)}}{\text{ГСВ (ft)} \times 0,052} + \text{Плотность бурового раствора (ppg)}$$

9. Приближённое значение давления на насосе при прокачке с новой скоростью, psi

Старое значение давления (psi) x $\left(\frac{\text{Новая скорость насоса (ход/мин)}}{\text{Старая скорость насоса (ход/мин)}} \right)^2$

10. Приближённое значение давления на насосе при прокачке раствора новой плотности, psi

Старое значение давления (psi) x $\frac{\text{Новая плотность раствора (ppg)}}{\text{Старая плотность раствора (ppg)}}$

11. Максимально допустимая плотность бурового раствора, ppg

[Устьевое давление при ИПП (psi) ÷ Глубина башмака по вертикали (ft) ÷ 0.052] + Плотность бурового раствора (ppg)

или

$$\frac{\text{Устьевое давление при ИПП (psi)}}{\text{Глубина башмака по вертикали}} + \text{Плотность жидкости при ИПП (ppg)}$$

12. Максимально допустимое устьевое давление в КП (МДУДКП), psi

[Макс. доп. плотность бур. р-ра (ppg) – Плотность применяемого р-ра (ppg)] x 0.052 x глубина башмака по вертикали (ft)

13. Плотность бурового раствора глушения, ppg

Старая плотность бурового раствора (ppg) + $\frac{\text{ДБТЗС (psi)}}{\text{ГСВ (ft)} \times 0,052}$

14. Начальное давление циркуляции, psi

Давление прокачки (psi) + ДБТЗС (psi)

**15. Конечное давление циркуляции, psi**

$$\frac{\text{Давление прокачки (psi)} \times \text{Плотность раствора глушения (ppg)}}{\text{Старая плотность бурового раствора (ppg)}}$$

16. Удельный расход барита для утяжеления бурового раствора, (lb/bbl)

$$\frac{[\text{Плотность раствора глушения (ppg)} - \text{Старая плотность раствора (ppg)}] \times 1500}{35,8 - \text{Плотность раствора глушения (ppg)}}$$

17. Скорость миграции, ft/час

$$\frac{\text{Приращение давления в бурительных трубах (ft/час)}}{\text{Плотность бурового раствора (ppg)} \times 0,052}$$

18. Газовые законы:

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 \qquad P_2 = \frac{P_1 \times V_1}{V_2} \qquad V_2 = \frac{P_1 \times V_1}{P_2}$$

19. Снижение давления в скважине при подъёме 1 ft бурительной трубы без сифона, psi/ft

$$\frac{\text{Плотность бурового раствора (ppg)} \times 0,052 \times \text{Уд. объём металла труб (bbl/ft)}}{\text{Уд. внутр. объём обс. труб/райзера (bbl/ft)} - \text{Уд. объём металла труб (bbl/ft)}}$$

20. Снижение давления в скважине при подъёме 1 ft бурительной трубы с сифоном, psi/ft

$$\frac{\text{Плотность бурового раствора (ppg)} \times 0,052 \times \text{Уд. объём трубы (bbl/ft)}}{\text{Уд. внутр. объём обс. труб (bbl/ft)} - \text{Уд. объём трубы (bbl/ft)}}$$

21. Снижение уровня в скважине при извлечении утяжелённых бурительных труб из скважины без сифона, ft

$$\frac{\text{Длина труб (ft)} \times \text{Уд. объём металла труб (bbl/ft)}}{\text{Уд. внутр. объём обс. труб/райзера (bbl/ft)}}$$

22. Снижение уровня в скважине при извлечении утяжелённых бурительных труб с сифоном, ft

$$\frac{\text{Длина труб (ft)} \times \text{Удельный объём труб (bbl/ft)}}{\text{Уд. внутр. объём обс. труб/райзера (bbl/ft)}}$$

23. Длина труб, после извлечения которых без сифона забойное давление становится ниже пластового, ft

$$\frac{\text{Превыш. заб. давл. над пластов. (psi)} \times [\text{Уд. вн. объём обс. тр./райз. (bbl/ft)} - \text{Уд. об. мет. труб (bbl/ft)}]}{\text{Градиент бурового раствора (psi/ft)} \times \text{Уд. объём металла труб (bbl/ft)}}$$

24. Длина труб, после извлечения которых с сифоном забойное давление становится ниже пластового, ft

$$\frac{\text{Превыш. заб. давл. над пластов. (psi)} \times [\text{Уд. вн. объём обс. тр./райз. (bbl/ft)} - \text{Уд. объём труб (bbl/ft)}]}{\text{Градиент бурового раствора (psi/ft)} \times \text{Уд. объём труб (bbl/ft)}}$$



25. **Объём флюида, стравливаемого для обеспечения равенства забойного и пластового давлений, bbl**

$$\frac{\text{Приращение устьевого давления в КП (psi)} \times \text{Объём притока (bbl)}}{\text{Пластовое давление (psi)} - \text{Приращение устьевого давления в КП (psi)}}$$

26. **Объём пачки утяжелённого раствора, закачиваемой в трубы для предупреждения сифона, bbl**

$$\frac{\text{Длина пустых труб (ft)} \times \text{Уд. вн. объём труб (bbl/ft)} \times \text{Плотность раствора (ppg)}}{\text{Плотность утяж. раствора (ppg)} - \text{Плотность раствора (ppg)}}$$

27. **Увеличение объёма в ёмкости вследствие снижения уровня пачки утяжелённого раствора, bbl**

$$\text{Объём пачки утяжелённого раствора (bbl)} \times \left[\frac{\text{Плотность утяжелённого раствора (ppg)} - 1}{\text{Плотность раствора (ppg)}} \right]$$

28. **Запас плотности раствора на случай удаления райзера, ppg**

$$\frac{[\text{Выс. рот. над уров. моря (ft)} + \text{Глуб. моря (ft)}] \times \text{Плотн. р-ра (ppg)} - \text{Гл. моря (ft)} \times \text{Пл. мор. воды (ppg)}}{\text{ГСВ (ft)} - \text{Высота райзера над уровнем моря (ft)} - \text{Глубина моря (ft)}}$$

29. **Снижение гидростатического давления при разрушении обратного клапана обсадной колонны, psi**

$$\frac{\text{Плотн. флюида (ppg)} \times 0,052 \times \text{Уд. вн. объём обс. труб (bbl/ft)} \times \text{Высота незаполн. части колонны (ft)}}{\text{Уд. вн. объём обс. труб (bbl/ft)} + \text{Уд. объём КП (bbl/ft)}}$$