

Э.В. Бабаян
А.В. Черненко

Инженерные расчеты при БУРЕНИИ



Издательство
«Инфра-Инженерия»

УДК 622.323.002.5
ББК 33.131я73
Б 12

Бабаян Э.В., Черненко А.В.

Б 12 Инженерные расчеты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. – 440 с.

ISBN 978-5-9729-0108-1

Представлены формулы, расчетные зависимости с примерами вычислений в современной системе единиц по всем главным разделам строительства и ремонта скважин. Расчетные зависимости поэтапно, шаг за шагом, дают возможность обосновать режимные параметры многочисленных технологических операций, которые имеют место при углублении ствола и его креплении.

Издание предназначено инженерам-практикам, преподавателям, аспирантам и студентам. Книга станет полезным пособием при составлении курсовых и дипломных работ.

*Подписано в печать 27.11.2015. Формат 60x84/16. Бумага офсетная.
Гарнитура «Таймс». Объем 25 печ. л. Тираж 1000 экз. Заказ №1209*

Издательство «Инфра-Инженерия»

*Тел.: 8(911)512-48-48. Тел./факс: 8(8172)75-15-54. E-mail: infra-e@yandex.ru
Сайт: www.infra-e.ru*

Издательство
приглашает к сотрудничеству авторов
научно-технической литературы

© Бабаян Э.В., Черненко А.В., авторы, 2016
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2016

ISBN 978-5-9729-0108-1

Глава 1

ТЕРМИНОЛОГИЯ. БАЗОВЫЕ ФОРМУЛЫ

1.1. ВЕС, МАССА, ПЛОТНОСТЬ, УДЕЛЬНЫЙ ВЕС

Вес (gravity, weight) тела – сила, с которой тело действует вследствие тяготения к Земле на опору. Единица веса, как и сила тяжести – Н:

$$1 \text{ Н} = 0,102 \text{ кгс}$$

$$10 \text{ Н} = 1,02 \text{ кгс.}$$

Масса (mass) – количество материи в теле, являющейся мерой ее инерционных и гравитационных свойств. В Международной системе единиц (СИ) масса выражается в килограммах (кг).

Согласно основополагающего закона механики масса материальной точки не зависит от скорости ее движения. Но ускорение a , приобретаемое телом, прямо пропорционально силе F , действующей на тело, и обратно пропорционально массе тела m :

$$F = m \cdot a, (1.1)$$

F выражается в Н, m в кг, a в м/с^2 .

Для случая свободного падения: $F = m \cdot g$, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Плотность (density) – масса единицы объема вещества, выражается в кг/м^3 .

Удельный вес (specific weight) – отношение веса тела к его объему, выражается в Н/м^3 .

Плотность вещества растет с увеличением давления и, как правило, убывает с ростом температуры. При переходе вещества из жидкого состояния в газообразное и из твердого в жидкое плотность вещества скачкообразно уменьшается (исключение представляют вода и чугун, плотность, которых при плавлении увеличивается).

В бурении наибольшее распространение получили ареометр АБР-2, рычажный плотномер ВРП -1 и пикнометр, которыми определяют кажущую плотность раствора, выходящего из скважины, а истинная плотность определяется расчетным путем.

Определение: Плотность раствора для ρ пресной воды (кг/м^3)
 $\rho_{\text{воды}} = 1000,0 \text{ кг/м}^3$.

Пример: Плотность раствора для пресной воды ρ (кг/л)
 $\rho_{\text{воды}} = 1000,0 (10^{-3})$
 $\rho_{\text{воды}} = 1,0 \text{ кг/л}$,
 где $1 \text{ л} = 10^{-3} \text{ м}^3$.

Пример: Удельный вес раствора γ для пресной воды ρ (Н/м^3)
 $\gamma_{\text{воды}} = 1000,0 \text{ г} = 1000,0 (9,81) \text{ } \gamma_{\text{воды}} = 9810,0 \text{ Н/м}^3$,
 где $\text{г} = 9,81 \text{ м/с}^2$.

1.2. ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ

Определение: Гидростатическое давление P (Н/м^2) на глубине H (м) равно (используя удельный вес в Н/м^3)

$$P (\text{Н/м}^2) = \gamma (\text{Н/м}^3) H (\text{м}), (1.2).$$

Пример: Давление (Н/м^2) в пресной воде на глубине 305 м
 $P = (98210) \cdot (305) = 2\,992\,050 \text{ Н/м}^2$ (*т.е. 2,99205 МПа*).

Определение: Гидростатическое давление (Н/м^2) на глубине H (м) равно (используя плотность бурового раствора в кг/м^3)

$$P (\text{Н/м}^2) = \rho (\text{кг/м}^3) \cdot \text{г} (\text{м/с}^2) \cdot H (\text{м}).$$

Пример: Давление (Н/м^2) в пресной воде на глубине 305 м
 $P = 1000 \cdot (9,81) \cdot (305) = 2\,992\,050 \text{ Н/м}^2$ (*т.е. 2,99205 МПа*).

Единица измерения давления Па:

$$1 \text{ Па} = 10^{-5} \text{ кгс/см}^2 = 10^{-5} \text{ бар}$$

$$1 \text{ кПа} = 10^{-2} \text{ кгс/см}^2 = 10^{-2} \text{ бар}$$

$$1 \text{ МПа} = 10 \text{ кгс/см}^2 = 10 \text{ бар}.$$

1.3. ГРАДИЕНТ ДАВЛЕНИЯ

Определение: Градиент (мера возрастания или убывания физической величины на единицу длины) давления \bar{p} получается из уравнения:

$$\bar{\rho} = \frac{P(\text{МПа})}{H(\text{м})}, \quad (1.3)$$

Пример: Градиент давления $\bar{\rho}$ для пресной воды:

$$\bar{\rho} = 0,01 \text{ МПа/м.}$$

Пример: Градиент давления $\bar{\rho}$ для бурового раствора с удельным весом 14400 Н/м³

$$\bar{\rho} = 0,0144 \text{ МПа / м.}$$

Пример: Определить градиент пластового давления для пласта находящегося на глубине 2000м с пластовым давлением 26,0 МПа (254,9 кгс/см²):

$$\bar{p} = \frac{26}{2000} = 0,013 \text{ МПа / м} \quad \bar{p} = \frac{254,9}{2000} = 0,127 \text{ кгс / см}^2 \text{ / м.}$$

1.4. ЭКВИВАЛЕНТНАЯ ПЛОТНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА

Определение: Эквивалентная плотность бурового раствора $\rho_{\text{экв}}$ учитывает гидравлические сопротивления в затрубном пространстве ($P_{\text{з.зуд.кон.}}$) и давления жидкости и взвеси частиц шлама.

Без учета взвеси:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{P_{\text{з.зуд.кон.}}}{H \cdot g} + \rho_{\text{б.р}}, \quad (1.4).$$

Пример: Потери давления на трение в затрубном пространстве равны 1 380 000 Па, $\rho_{\text{б.р}} = 1130 \text{ кг/м}^3$, а $H = 3048 \text{ м}$.

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{1380000}{3048 \cdot 9,8} + 1130 = 1176 \text{ кгс / м}^3.$$

С учетом взвеси:

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{P_{\text{з.зуд.кон.}}}{H \cdot g} + \rho_{\text{б.р}} + (\rho_{\text{породы}} - \rho_{\text{б.р}}) \cdot \frac{C_{\text{об.доля тв.частиц}}}{100}, \quad (1.5)$$

Продолжение примера. Плотность породы 2400 кг/м^3 , объемная доля твердых частиц 3%.

$$\rho_{\text{экр}} = \frac{1380000}{3048 \cdot 9,8} + 1130 + (2400 - 1130) \cdot \frac{3}{100} = 1214 \text{ кг/м}^3.$$

1.5. ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ МОЩНОСТЬ

Гидравлическая мощность:

$$N (\text{кВт}) = P (\text{МПа}) \cdot Q \left(\frac{\text{л}}{\text{с}} \right), \quad (1.6)$$

Приводная гидравлическая мощность:

$$N_{\text{приводная}} = \frac{P_{\text{нас.}} \cdot Q}{e_{\text{об}} \cdot e_{\text{мех}}}, \quad (1.7)$$

где $e_{\text{об}}$ – объемный кпд, или коэффициент наполнения (\sim от 0,85 до 0,98);
 $e_{\text{мех}}$ – механический кпд (\sim 0,8 для непрерывного движения и \sim 0,9 для прерывистого режима работы насоса).

Пример: Определите приводную мощность, которая должна быть подведена к насосному агрегату первичным приводом, чтобы перекачивать буровой раствор с подачей 26 л/с и давлением на насосе 14,5 МПа в непрерывном режиме работы ($e_{\text{мех}} \sim 0,8$), и насос имеет объемный кпд 0,96.

$$N_{\text{приводная}} = \frac{14,5 \cdot 26}{0,8 \cdot 0,96} = 491 \text{ кВт}.$$

Гидравлическая мощность на долоте равна потерям давления в долоте ($P_{\text{долота}}$), умноженное на подаче насоса (Q):

$$N_{\text{долота}} = P_{\text{долота}} \cdot Q = 9,5 \cdot 26 = 247 \text{ кВт}.$$

1 кВт = 1,34 л.с.

1.6. КОЭФФИЦИЕНТ ПЛАВУЧЕСТИ (BUOYANCY FACTOR), ИЛИ КОЭФФИЦИЕНТ ПОТЕРИ ВЕСА

$$k = 1 - \rho_{б.р} / \rho_{металл}, \quad (1.8).$$

Пример: Определите коэффициент плавучести для жидкости плотностью 1600 кг/м³.

$$k = 1 - \frac{1600}{7850} = 0,796.$$

Вес колонны в воздухе 125 т. Соответственно вес колонны в жидкости:

$$G_{жидкости} = k \cdot G_{воздух} = 0,796 \cdot 125 = 99,5 \text{ т}.$$

1.7. ТЕМПЕРАТУРА ПЛАСТА ($T_{пл}$)

$T_{пл}$ °C = (среднегодовая температура внешней среды на поверхности, t_{cp} °C) + (увеличение температуры в °C на один метр глубины, $\Delta \bar{t} \times$ (глубина по вертикали, метр, H), или

$$T_{пл} = t_{cp} + (\Delta \bar{t} \cdot H), \quad (1.9).$$

Пример: Если температурный градиент в каком либо конкретном районе равен 0,03 °C/метров глубины (или 3°С на 100 м), а температура внешней среды на поверхности равна 8 °C, определите расчетную температуру на глубине 4500 метров.

$$T_{пл} \text{ °C} = 8 \text{ °C} + (0,03 \text{ °C/метр} \times 4500 \text{ м}) = 143 \text{ °C}.$$

1.8. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ТЕМПЕРАТУРЫ

Перевод температуры, градусы Фаренгейта ($^{\circ}F$) в градусы Цельсия ($^{\circ}C$)

$$^{\circ}C = \frac{5 \cdot (^{\circ}F - 32)}{9} \text{ или } ^{\circ}C = (^{\circ}F - 32) \cdot 0,5556.$$

Пример: Переведите $95\text{ }^{\circ}F$ в $^{\circ}C$.

$$^{\circ}C = \frac{5 \cdot (95 - 32)}{9} = 35 \text{ или } ^{\circ}C = (95 - 32) \cdot 0,5556 = 35$$

Перевод температуры, градусы Цельсия ($^{\circ}C$) в градусы Фаренгейта ($^{\circ}F$)

$$^{\circ}F = \frac{(^{\circ}C \cdot 9)}{5} + 32 \text{ или } ^{\circ}F = ^{\circ}C \cdot 1,8 + 32.$$

Пример: Переведите $24\text{ }^{\circ}C$ в $^{\circ}F$.

$$^{\circ}F = \frac{(24 \cdot 9)}{5} + 32 = 75,2 \text{ или } ^{\circ}F = 24 \cdot 1,8 + 32 = 75,2.$$

Перевод температуры, градусы Цельсия ($^{\circ}C$) в градусы Кельвина ($^{\circ}K$)

$$^{\circ}K = ^{\circ}C + 273,16.$$

Пример: Переведите $35\text{ }^{\circ}C$ в $^{\circ}K$.

$$^{\circ}K = 35 + 273,16 = 308,16.$$

Перевод температуры, градусы Фаренгейта ($^{\circ}F$) в градусы Ренкина ($^{\circ}R$)

$$^{\circ}R = ^{\circ}F + 459,69.$$

Пример: Переведите $260\text{ }^{\circ}F$ в $^{\circ}R$.

$$^{\circ}R = 260 + 459,69$$

$$^{\circ}R = 719,69.$$

Упрощенные приблизительные формулы для перевода температуры.

а) Перевод $^{\circ}F$ в $^{\circ}C$

$$^{\circ}C = (^{\circ}F - 30) \div 2.$$

Пример: Переведите $95^{\circ}F$ в $^{\circ}C$.

$$^{\circ}C = (95 - 30) \div 2 = 32,5.$$

б) Перевод $^{\circ}C$ в $^{\circ}F$

$$^{\circ}F = ^{\circ}C + ^{\circ}C + 30.$$

Пример: Переведите $24^{\circ}C$ в $^{\circ}F$.

$$^{\circ}F = 24 + 24 + 30 = 78.$$

1.9. ФОРМУЛЫ ДЛЯ ОБЪЕМОВ И ВМЕСТИМОСТЕЙ

1.9.1. Погонный объем кольцевого пространства между обсадной колонной или стенками скважины и колонной бурильных труб, НКТ или колонной обсадных труб

а) Погонный объем кольцевого (затрубного) пространства, $g_{к.лог.об}$ м³/м:

$$g_{к.лог.об} = 0,785 \cdot (D_{скв}^2 - D_{н.бур.т}^2) \cdot 1 м, \quad (1.10).$$

Пример: Диаметр скважины ($D_{скв}$) = 0,295 м.

Наружный диаметр бурильной колонны ($D_{н.бур.т}$) = 0,127 м.

Погонный объем, м³/м = $0,785 \cdot (0,295^2 - 0,127^2) \cdot 1 = 0,0556$.

б) Погонная вместимость, м/м³:

$$\varphi_{к.лог.вм} = 0,785 \div (D_{скв}^2 - D_{н.бур.т}^2) \cdot 1 м, \quad (1.11).$$

Пример: Диаметр скважины ($D_{ска}$) = 0,295 м.
Наружный диаметр бурильной колонны ($D_{н.бур.к}$) = 0,127 м.

$$\text{Погонная вместимость, м}^3/\text{м}: \varphi_{к.лог.вм} = 0,785 \div (0,295^2 - 0,127^2) = 11,07.$$

с) Погонный объем кольцевого (межтрубного) пространства между обсадной колонной и несколькими колоннами НКТ, м³.

Погонный объем,

$$\text{м}^3/\text{м} = 0,785 \cdot [D_{вн.об.к}^2 - (d_{нк1}^2 + d_{нк2}^2)] \cdot 1 \text{ м}, \quad (1.12).$$

Пример: Используя две колонны НКТ разного размера: обсадная колонна диаметром 0,177 м, а внутренний диаметр $D_{вн.об.к} = 0,157$ м; НКТ №1 $d_{нк1} = 0,073$ м, НКТ №2 $d_{нк2} = 0,0889$ м.

$$\text{Погонный объем, м}^3/\text{м} = 0,785 \cdot [0,157^2 - (0,073^2 + 0,0889^2)] \cdot 1 = 0,009.$$

д) Погонная вместимость кольцевого (межтрубного) пространства между обсадной колонной и несколькими колоннами НКТ, м³/м.

Погонная вместимость,

$$\text{м}^3/\text{м} = 0,785 \div [D_{вн.об.к}^2 - (d_{нк1}^2 + d_{нк2}^2)] \cdot 1 \text{ м}, \quad (1.13).$$

Пример: Используя две колонны НКТ разного размера: обсадная колонна диаметром 0,177 м внутренний диаметр $D_{вн.об.к} = 0,157$ мм НКТ № 1 $d_{нк1} = 0,073$ м, НКТ № 2 $d_{нк2} = 0,0889$ м.

Погонная вместимость,

$$\text{м}^3/\text{м} = 0,785 \div [0,157^2 - (0,073^2 + 0,0889^2)] \cdot 1 \text{ м} = 68,7.$$

1.9.2. Погонный объем трубных компонентов и открытого ствола: бурильные трубы, УБТ, НКТ, обсадные трубы, ствол скважины и любой цилиндрический предмет

$$\text{Погонный объем, м}^3/\text{м} = 0,785 \cdot D_{вн}^2 \cdot 1 \text{ м},$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр, м.

Пример: Определите погонный объем, $\text{м}^3/\text{м}$, ствола скважины диаметром 0,294 м.

Погонный объем, $\text{м}^3/\text{м} = 0,785 \cdot 0,295^2 \cdot 1 = 0,0683$.

Погонный объем, $\text{л}/\text{м} = 68,3 \text{ л}/\text{м}$.

Погонная вместимость, $\text{м}/\text{м}^3 = 0,785 \div D^2 \cdot 1 \text{ м}$.

Пример: Определите погонную вместимость, $\text{м}/\text{м}^3$, ствола скважины диаметром 0,216 м.

Погонная вместимость, $\text{м}/\text{м}^3 = 0,785 \div 0,216^2 \cdot 1 = 16,8$.

1.10. КОЛИЧЕСТВО ВЫБУРЕННОГО ШЛАМА НА МЕТР ПРОХОДКИ СКВАЖИНЫ

а) Объем выбуренного шлама на метр проходки скважины:

$$V_{\text{породы}} = 0,785 \cdot D_{\text{скв}}^2 \cdot (1 - \% \text{пористости}), \quad (1.14).$$

Пример: Определите количество шлама, выбуренного при проходке 1 метра скважины диаметром 0,295 м, пройденного в пласте с пористостью 4% (0,04).

$$V_{\text{породы}} = 0,785 \cdot 0,295^2 \cdot (1 - 0,04) = 0,06556 \text{ м}^3.$$

с) Общее количество образовавшейся твердой фракции, кг:

$$G_{\text{породы}} = V_{\text{уд}} \cdot L \cdot (1 - P) \cdot \rho_{\text{ш}},$$

где: $G_{\text{породы}}$ – количество образовавшейся твердой фракции, кг; $V_{\text{уд}}$ – погонный объем ствола скважины, $\text{м}^3/\text{м}$; L – длина пройденного ствола скважины, м; $\rho_{\text{ш}}$ – плотность бурового шлама, $\text{кг}/\text{м}^3$; P – пористость, %.

Пример: Определите количество твердой фракции (без учета пористости), образовавшейся при проходке 50 метров ствола скважины диаметром 0,295 м ($0,0683 \text{ м}^3/\text{м}$). Плотность бурового шлама = $2400 \text{ кг}/\text{м}^3$.

$$G_{\text{породы}} = 0,0683 \cdot 50 \cdot 2400 = 8198 \text{ кг}.$$

1.11. СКОРОСТЬ ПОТОКА В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ($V_{\text{кольце}}$)

Формула 1

$V_{\text{кольце}}$ = подача насоса, л/с ÷ погонный объем кольцевого пространства, м³/м.

где $V_{\text{кольца}}$ – скорость потока в кольцевом пространстве.

Пример: Поддача насоса = 34,4 л/с = $10^{-3} \cdot 34,4 \text{ м}^3/\text{с}$; погонный объем кольцевого пространства = 0,0658 м³/м $V_{\text{кольце}} = 34,4 \cdot 10^{-3} \div 0,0658 = 0,522 \text{ м/с}$.

Формула 2

$$V_{\text{кольца}}, \text{ м / мин} = Q \text{ м}^3 / \text{мин} \div 0,785 \cdot (D_{\text{скв}}^2 - D_{\text{нар.кол.}}^2), \text{ м}^2.$$

где: Q – скорость циркуляции, м³ в минуту $D_{\text{скв}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны или диаметр ствола скважины, м; $D_{\text{нар.кол}}$ – наружный диаметр труб, НКТ или УБТ, м.

Пример: $Q = 2,0 \text{ м}^3/\text{мин}$ $D_{\text{скв}} = 0,216 \text{ м}$ $D_{\text{нар.кол}} = 0,114 \text{ м}$.

$$V_{\text{кольца}} = 2,0 \div 0,785 \cdot (0,216^2 - 0,114^2) = 76 \text{ м / мин}.$$

1.12. ПОДАЧА БУРОВОГО НАСОСА Q (м³/ход) И Q (м³/мин)

Триплексный (трехпоршневой, трехплунжерный) насос

$$Q \text{ (л/ход)} = 164,3 \cdot D_l^2 \cdot S \cdot e_v, \quad (1.15)$$

где: D_l – диаметр втулки бурового насоса, м.

S – длина хода плунжера, м.

e_v – объемный к.п.д. насоса.

Пример: Определите Q (л/ход) при объемном к.п.д. 100% для триплексного насоса диаметром втулки 0,1778 м и ходом плунжера на 0,3048 м.

$$Q = 164,3 \cdot 0,1778^2 \cdot 0,3048 \cdot 1,0 = 1,58 \text{ л/ход.}$$

Выше предполагается объемный коэффициент полезного действия насоса (кпд), равный 100%.

ПРИМЕЧАНИЕ: В большинстве случаев опубликованная информация по производительности насоса на один ход поршня дается исходя из допущения о 100% объемном кпд. Этот кпд может варьировать от 0,85 до 0,98. Опубликованные данные можно проверить, приняв $e_v = 1,0$.

Пример: Введите поправку в полученный выше результат для насоса с объемным кпд 0,90

$$Q_{\text{фактический}} = 1,58 \cdot 0,90 = 1,42 \text{ л/ход.}$$

Пример: Определите подачу насоса q (л/мин) при объемном кпд 100% для триплексного насоса 0,1778 м на 0,3048 м при 80 ход/мин.

$$q \text{ (л/мин)} = 164,3 (0,1778)^2 (0,3048) (80) (1,0) = 126,4 \text{ л/мин.}$$

Дуплексный (двухпоршневой, двухплунжерный) насос

$$Q \text{ (л/ход)} = 110 \cdot (2 D_l^2 - D_r^2) \cdot S \cdot e_v, \quad (1.16)$$

где: D_l – диаметр втулки насоса, м; D_r – диаметр штока, м; S – длина хода поршня, м; e_v – объемный кпд.

Пример: Определите подачу (л/ход) дуплексного насоса с установленными втулками диаметром 0,1397 м с длиной хода 0,3556 м объемном кпд 100%. Насос имеет диаметр штока = 0,0508 м.

$$Q = 110 \cdot (2 \cdot 0,1397^2 - 0,0508^2) \cdot 0,3556 \cdot 1 = 1,42 \text{ л / с .}$$

Пример: Пересчитайте полученный выше результат для насоса с объемным кпд 0,88.

$$Q_{\text{фактический}} = 1,42 \cdot 0,88 = 1,25 \text{ л/ход.}$$

Определите подачу насоса q (л/мин) при объемном кпд 100% для дуплексного насоса 0,1397 м на 0,3556 м и диаметром штока 0,0508 м при 50 ходах в минуту.

$$q = Q \cdot N = 1,42 \cdot 50 = 71 \text{ л / мин .}$$

1.13. УМЕНЬШЕНИЕ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ПОДЪЕМЕ ТРУБ ИЗ СКВАЖИНЫ (СНИЖЕНИЕ УРОВНЯ)

1.13.1. При подъеме пустых труб

Шаг 1

$$V_{\text{выт}} = n \cdot L \cdot \varphi, \quad (1.17)$$

где $V_{\text{выт}}$ – объем металла труб, поднятых (спущенных) из скважины, м^3 ;
 L – средняя длина свечи, м;
 n – число поднятых свечей;
 φ – погонное водоизмещение трубы, $\text{м}^3/\text{м}$.

Шаг 2

$$\Delta P = \frac{V_{\text{выт}}}{v_{\text{пог.об.об.к}} - \varphi_{\text{пог.вод.тр}}} \cdot \rho \cdot g, \quad (1.18)$$

где ΔP – уменьшение гидростатического давления, МПа;
 $v_{\text{пог.об.об.к}}$ – погонный объем обсадной колонны, $\text{м}^3/\text{м}$;
 $\varphi_{\text{пог.вод.тр}}$ – погонное водоизмещение трубы, $\text{м}^3/\text{м}$.

Пример: Определите уменьшение гидростатического давления при подъеме пустых труб из скважины.

Число поднятых свечей = 5.

Средняя длина свечи = 26 м.

Погонное водоизмещение трубы = $0,0039 \text{ м}^3/\text{м}$.

Погонный объем обсадной колонны = $0,04 \text{ м}^3/\text{м}$.

Плотность бурового раствора = $1400 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Шаг 1

$$V_{\text{выт}} = 5 \cdot 26 \cdot 0,0039 = 0,507 \text{ м}^3$$

Шаг 2

$$\Delta P = \frac{0,507}{0,04 - 0,0039} \cdot 1400 \cdot 9,81 = 192884 \text{ Па} = 0,19 \text{ МПа}.$$

При подъеме труб с раствором

Шаг 1

$$V_{\text{выт}} = n \cdot l \cdot (\varphi + v_{n.o}), \quad (1.13)$$

где $v_{n.o}$ – погонный объем трубы, $\text{м}^3 / \text{м}$.

Шаг 2

$$\Delta P = \frac{V_{\text{выт}}}{v_{\text{поз.об.об.к}} - (\varphi_{\text{поз.вод.тр}} + v_{n.o})} \cdot \rho \cdot g, \quad (1.14)$$

Пример: Определите уменьшение гидростатического давления при подъеме труб с раствором из скважины.

Число поднятых свечей = 5.

Средняя дина свечи = 26 м.

Погонное водоизмещение трубы = 0,0039 $\text{м}^3/\text{м}$.

Погонный объем трубы = 0,00927 $\text{м}^3/\text{м}$.

Погонный объем обсадной колонны = 0,04 $\text{м}^3/\text{м}$.

Плотность раствора = 1400 $\text{кг}/\text{м}^3$.

Шаг 1

$$V_{\text{выт}} = 5 \cdot 26 \cdot (0,0039 + 0,00927) = 1,71 \text{ м}^3$$

Шаг 2

$$\Delta P = \frac{1,71}{0,04 - (0,0039 + 0,00927)} \cdot 1400 \cdot 9,81 = 875331 \text{ Па} = 0,875 \text{ МПа}.$$

1.13.2. Уменьшение давления на пласт из-за снижения уровня бурового раствора

Количество в метрах поднятых пустых труб до потери репрессии на пласт:

$$h_{\text{репрессии}} = \frac{P_{\text{репрессии}} \cdot (v_{\text{пог.об.об.к}} - \varphi_{\text{пог.об.тр}})}{\rho \cdot \varphi_{\text{пог.об.тр}} \cdot g}, \quad (1.15).$$

Пример: Определите количество в метрах труб, которые необходимо поднять, чтобы потерять репрессию на пласт, используя следующие данные:

Величина репрессии на пласт $P_{\text{репрессии}} = 1,5$ МПа.

Погонный объем обсадной колонны $v_{\text{пог.об.об.к}} = 0,04$ м³/м.

Погонное водоизмещение трубы $\varphi_{\text{пог.об.тр}} = 0,00039$ м³/м.

Удельный вес раствора $\rho = 1400$ кг/м³.

$$h_{\text{репрессии}} = \frac{1,5 \cdot 10^6 \cdot (0,04 - 0,00039)}{1400 \cdot 0,00039 \cdot 9,81} = 1010 \text{ м.}$$

1.13.3. Количество в метрах поднятых труб с раствором до потери репрессии на пласт

$$h_{\text{репрессии}} = \frac{P_{\text{репрессии}} \cdot (v_{\text{пог.об.об.к}} - \varphi_{\text{пог.об.тр}} - v_{\text{н.о}})}{\rho \cdot (\varphi_{\text{пог.об.тр}} + v_{\text{н.о}}) \cdot g}, \quad (1.16).$$

Пример: Определите количество труб с раствором в метрах, которые необходимо поднять, чтобы потерять репрессию на пласт, используя следующие данные:

Величина репрессии на пласт $P_{\text{репрессии}} = 1,5$ МПа.

Погонный объем обсадной колонны $v_{\text{пог.об.об.к}} = 0,04$ м³/м.

Погонное водоизмещение трубы $\varphi_{\text{пог.об.тр}} = 0,00039$ м³/м.

Погонная вместимость трубы $v_{\text{н.о}} = 0,00927$ м³/м.

Удельный вес раствора $\rho = 1400$ кг/м³.

$$h_{\text{репрессии}} = \frac{1,5 \cdot 10^6 \cdot (0,04 - 0,00039 - 0,00927)}{1400 \cdot (0,00039 + 0,00927) \cdot 9,81} = 222,5 \text{ м.}$$

1.14. РАСЧЕТ ПАЧКИ УТЯЖЕЛЕННОГО РАСТВОРА ДЛЯ ЗАКАЧКИ ПЕРЕД ПОДЪЕМОМ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

В практике используют прием закачки утяжеленного бурового раствора перед подъемом бурильной колонны, чтобы, во первых, компенсировать снижение гидростатического давления при извлечении из скважины металла бурильной колонны, а, во вторых, во избежание перелива бурового раствора на пол бурового раствора при отвинчивании очередной свечи.

Разбалансирование давлений в системе труба – затрубное пространство, заполненной вязкопластичной жидкостью обусловлено величиной статического напряжения сдвига. Условие равновесия в виде разности высот (H) выражается зависимостью:

$$H = \frac{4 \cdot L \cdot \theta}{d_{m,вн} \cdot \rho \cdot g} + \frac{4 \cdot L \cdot \theta}{(D_{скв} - d_{m,нар}) \cdot \rho \cdot g}, \quad (1.17).$$

Чтобы нарушить это равновесие необходимо приложить усилие в виде давления равное:

$$\Delta P = H \cdot \rho \cdot g.$$

Условие равновесия при подъеме бурильной колонны:

$$(L - H) \cdot \Delta \rho_{ym} \cdot g = H \cdot \rho \cdot g.$$

Определим, приращение плотности бурового раствора для утяжеленной пачки с целью поддержания равновесия при подъеме бурильной колонны:

$$\Delta \rho_{ym} = \frac{H \cdot \rho}{L - H}, \quad (1.18)$$

где L – глубина скважины, м;

ρ – плотность бурового раствора, $\text{кг} / \text{м}^3$;

θ – статическое напряжение сдвига, Па;

Содержание

| | |
|---|-----------|
| Предисловие | 3 |
| 1. Терминология. Базовые формулы | 5 |
| 1.1. Вес, масса, плотность, удельный вес | 5 |
| 1.2. Гидростатическое давление..... | 6 |
| 1.3. Градиент давления..... | 6 |
| 1.4. Эквивалентная плотность бурового раствора..... | 7 |
| 1.5. Гидравлическая мощность | 8 |
| 1.6. Коэффициент плавучести..... | 9 |
| 1.7. Температура пласта..... | 9 |
| 1.8. Формулы для перевода температур..... | 9 |
| 1.9. Формулы для объемов и вместимости | 11 |
| 1.10. Количество выбуренного шлама..... | 13 |
| 1.11. Скорость потока в кольцевом пространстве | 14 |
| 1.12. Подача бурового насоса | 14 |
| 1.13. Уменьшение гидростатического давления при подъеме труб из скважины | 16 |
| 1.14. Расчет пачки утяжеленного раствора для закачки перед подъемом бурильной колонны | 19 |
| 1.15. Расчет гидростатического давления, требующегося для получения желаемого снижения уровня раствора внутри бурильной колонны | 20 |
| 1.16. Емкости аккумулятора | 21 |
| 1.17. Бурение с ограничением скорости проходки | 24 |
| 1.18. Затраты на метр проходки..... | 25 |
| 2. Уравнения для повседневного использования | 26 |
| 2.1. Объемная плотность бурового шлама..... | 26 |
| 2.2. Конструкция бурильной колонны (ограничения) | 27 |
| 2.3. Расчеты по цементированию обсадных колонн..... | 29 |
| 2.4. Расчет операций по установке цементных мостов..... | 35 |

| | |
|---|-----------|
| 2.5. Установка цементного моста на равновесии | 36 |
| 2.6. Расчеты по освобождению прихваченных труб | 39 |
| 2.7. Давление, необходимое для возникновения циркуляции | 44 |
| 2.8. Минимальная подача бурового раствора для долота типа «pdc» с поликристаллическими алмазными вставками | 46 |
| 3. Буровые растворы | 48 |
| 3.1. Увеличение плотности бурового раствора и изменение объёма | 48 |
| 3.2. Смешение жидкостей разной плотности | 53 |
| 3.3. Расчеты для растворов на нефтяной основе | 54 |
| 3.4. Анализ твердой фазы | 59 |
| 3.5. Доля твердой фазы (буровые растворы, утяжеленные баритом) | 65 |
| 3.6. Определение концентрации твердой фазы и нефти в буровом растворе по плотности) | 66 |
| 3.7. Определение концентрации твердой фазы и нефти в буровом растворе (выпаривание) | 68 |
| 3.8. Разбавление системы бурового раствора | 72 |
| 3.9. Оценка гидроциклонов | 73 |
| 3.10. Оценка работы центрофуги | 75 |
| 3.11. Объемы материалов и жидкостей для приготовления и обработки буровых растворов | 79 |
| 3.12. Приготовление бурового раствора | 84 |
| 3.13. Количественные зависимости между показателями свойств буровых растворов и их компонентных составом | 87 |
| 4. Основные формулы «Буровой гидравлики» | 89 |
| 4.1. Уравнения для определения расхода в трубах (Ньютоновские жидкости). Ламинарный режим течения | 89 |

| | |
|--|------------|
| 4.2. Уравнения для определения расхода в трубах (Неньютоновские жидкости) | 89 |
| 4.3. Критерии перехода | 92 |
| 4.4. Гидравлические потери в трубах и трубах кольцевого сечения. Ньютоновская жидкость | 95 |
| 4.5. Кольцевое сечение. Ньютонова жидкость..... | 98 |
| 4.6. Гидравлические потери в трубах и кольцевом пространстве. Бингамовская жидкость | 103 |
| 4.7. Вязкопластичная жидкость, подчиняющаяся степенному закону | 108 |
| 4.8. Истечение жидкостей из отверстий | 115 |
| 4.9. Гидравлические потери в циркуляционной системе скважины | 122 |
| 4.10. Гидродинамическое давление при спуске и подъеме колонны труб при равномерном ее движении | 129 |
| 4.11. Зависимости для определения сопротивления при движении твердого тела (выбуренной породы) в жидкости..... | 132 |
| 4.12. Скорость проскальзывания частиц бурового шлама в кольцевом пространстве | 138 |
| 4.13. Неустановившееся течение жидкостей | 144 |
| 4.14. Вывод соотношений для оптимизации подачи насосов и размеров насадок долота | 147 |
| 5. Промывка | 153 |
| 5.1. Подача буровых насосов | 153 |
| 5.2. Площадь насадок долота..... | 156 |
| 5.3. Давление и скорость струи | 157 |
| 5.4. Гидравлическая мощность на долоте | 158 |
| 5.5. Гидравлическая сила удара струи о забой | 158 |
| 5.6. Транспорт шлама от забоя к устью (степенная модель) | 159 |
| 5.7. Эффективность транспорта шлама | 162 |

| | |
|---|------------|
| 5.8. Концентрация частиц и эффективность транспорта шлама | 162 |
| 5.9. Эквивалентная циркуляционная плотность бурового раствора | 162 |
| 5.10. Гидравлические потери в циркуляционной системе..... | 163 |
| 5.11. Гидравлические расчёты для вязко-пластичной жидкости (Бингамовская модель)..... | 165 |
| 5.12. Гидравлические расчёты для вязких жидкостей | 172 |
| 6. Инженерные расчеты..... | 177 |
| 6.1. Выбор размера промывочных насадок бурового долота..... | 177 |
| 6.2. Анализ гидравлики долота..... | 183 |
| 6.3. Критическая скорость течения в кольцевом пространстве и критический расход бурового раствора..... | 186 |
| 6.4. Экспонента «d»..... | 188 |
| 6.5. Гидродинамические давление и разрежение, создаваемые при спуске и подъеме колонны труб | 190 |
| 6.6. Эквивалентная циркуляционная плотность (ECD)..... | 199 |
| 7. Газонефтеводопроявления (ГНВП) | 202 |
| 7.1. Уравнение состояния газа | 202 |
| 7.2. Скорость движения (всплытия) газа | 205 |
| 7.3. Приток флюида в скважину..... | 207 |
| 7.4. Определение предельного объёма поступления флюида в скважину, допустимого внутреннего давления, максимального объёма и давления газа на устье скважины. | 208 |
| 7.5. Условия возникновения ГНВП..... | 213 |
| 7.6. Гидродинамические давления, возникающие при движении колонны труб..... | 215 |
| 7.7. Уменьшение гидростатического давления на забое, вызываемое газированным буровым раствором | 217 |

| | |
|---|------------|
| 7.8. Фактор сопротивления флюидопроявлению, или коэффициент толерантности | 222 |
| 8. Глушение газонефтеводопроявлений (ГНВП) | 226 |
| 8.1. Исходные данные..... | 226 |
| 8.2. Вычисления основных технологических параметров глушения скважины..... | 228 |
| 8.3. Лист глушения для сильнонаклонной скважины | 231 |
| 8.4. Предвидение показателей глушения скважины при не достаточной геологической информации | 234 |
| 8.5. Глушение ГНВП, возникших во время спускоподъемных операций | 238 |
| 8.6. Расчеты с подводным устьевым оборудованием | 241 |
| 8.7. Минимальная глубина установки направления | 246 |
| 8.8. Максимальная плотность бурового раствора на выходе из скважины..... | 248 |
| 8.9. Ремонтные работы в скважине..... | 255 |
| 8.10. Процедуры спуска инструмента в находящуюся под давлением скважину через универсальный превентор..... | 256 |
| 9. Давление гидроразрыва пласт | 258 |
| 9.1. Формулы для определения давления гидроразрыва пласта применительно к суше | 258 |
| 9.2. Градиент гидроразрыва для морских месторождений..... | 262 |
| 9.3. Испытание на давление утечки. | 262 |
| 9.4. Испытание на эквивалентную плотность бурового раствора. | 263 |
| 9.5. Максимально допустимая плотность раствора исходя из данных испытания на утечку..... | 265 |
| 9.6. Максимально допустимое давление в обсадной колонне при закрытом устье, также называемое максимально допустимым затрубным давлением в закрытой скважине | 266 |

| | |
|--|------------|
| 9.7. Определение давления гидроразрыва – применительно к скважинам на суше | 266 |
| 9.8. Градиент давления гидроразрыва – применительно для морских месторождений | 270 |
| 10. Наклонно направленное бурение | 274 |
| 10.1. Инклинометрические вычисления | 274 |
| 10.2. Вычисление отхода по горизонтали | 276 |
| 10.3. Вычисление интенсивности набора кривизны | 277 |
| 10.4. Проектирование профилей наклонных скважин | 279 |
| 10.5. Определение глубины по вертикали | 284 |
| 10.6. Зарезка и бурение второго ствола | 285 |
| 10.7. Имеющаяся нагрузка на долото в наклонно-направленных скважинах | 287 |
| 11. Расчеты для воздуха и газа | 288 |
| 11.1. Статический столб газа | 288 |
| 11.2. Прямая циркуляция – течение вверх по кольцевому пространству (от забоя до выхода из скважины)..... | 289 |
| 11.3. Прямая циркуляция – течение вниз внутри колонны бурильных труб..... | 292 |
| 11.4. Обратная циркуляция – течение вверх по колонне НКТ..... | 294 |
| 11.5. Обратная циркуляция – течение вниз по кольцевому пространству | 297 |
| 12. Программа цементирования | 301 |
| 12.1. Определение реологических свойств цементного раствора..... | 301 |
| 12.2. Потери давления в затрубном пространстве..... | 302 |
| 12.3. Плотность цементного раствора | 303 |
| 12.4. Место установки муфты ступенчатого цементированя | 307 |
| 12.5. Объемы буферных жидкостей и образующихся смесей..... | 308 |

| | |
|--|------------|
| 12.6. Высота подъема цементного раствора | 311 |
| 12.7. Методика расчёта центрирования интервалов обсадных колонн в зависимости от пространственного угла скважины | 312 |
| 12.8. Подача насосов при продавки цементного раствора..... | 317 |
| 12.9. Определение объема тампонажного раствора и материалов ... | 319 |
| 12.10. Объем продавки и определение давления момента «стоп» | 323 |
| 12.11. Выбор цементировочной техники..... | 326 |
| 12.12. Расчет цементирования эксплуатационной колонны..... | 327 |
| 12.13. Лабораторные испытания тампонажных растворов | 339 |
| 12.14. Оценка изолирующей способности тампонажных растворов | 350 |
| 13. Бурильная колонна | 359 |
| 13.1. Нагружение взвешенной бурильной колонны..... | 359 |
| 13.2. Расчет бурильной колонны на прочность | 360 |
| 13.3. Сопротивление усталости бурильной колонны..... | 366 |
| 13.4. Расчет компоновки УБТ (КНБК) | 370 |
| 14. Обсадная колона..... | 377 |
| 14.1. Расчёт внутренних давлений..... | 377 |
| 14.2. Расчёт наружных давлений | 381 |
| 14.3. Расчёт избыточных давлений | 382 |
| 14.4. Пример расчёта внутренних, наружных и избыточных давлений..... | 382 |
| 14.5. Осевая нагрузка от собственного веса..... | 386 |
| 14.6. Коэффициенты запаса прочности | 387 |
| 14.7. Запас прочности для горизонтальных скважин..... | 387 |
| 14.8. Расчёт натяжения обсадных колонн | 390 |
| 15. Освоение скважин..... | 392 |
| 15.1. Определение величины депрессии при вызове притока | 392 |

| | |
|---|-----|
| 15.2. Вызов притока | 395 |
| 15.3. Вызов притока при помощи воздушной подушки..... | 398 |
| 15.4. Расчет параметров освоения скважин азотом..... | 400 |
| 15.5. Вызов притока из пласта методом аэрации | 403 |
| 15.6. Освоение скважин с использованием пен..... | 405 |
| 15.7. Пусковые клапана..... | 406 |
| 15.8. Свабирование | 408 |
| 15.9. Глушение..... | 409 |
| 15.10. Расчет колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)..... | 410 |
| | |
| Приложение | 421 |
| | |
| Список литературы | 428 |