

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

УТВЕРЖДАЮ

A blue ink handwritten signature, appearing to read 'М.В. Двойников'.

**Руководитель ОПОП ВО
Профессор М.В. Двойников**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ГОРНЫХ
ПОРОДАХ, БУРОВЫХ И ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРАХ**

Уровень высшего образования:	Подготовка кадров высшей квалификации
Направление подготовки:	21.06.01 Геология, разведка и разработка полезных ископаемых
Направленность (профиль):	Технология бурения и освоения скважин
Форма обучения:	очная
Нормативный срок обучения:	4 года
Составитель:	д.т.н., профессор Двойников М.В.

Санкт-Петербург

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания содержат варианты контрольных заданий, приводимых в конце каждой темы, а исходные данные для них даны в приложениях

1. РАСЧЕТЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ, УТЯЖЕЛЕНИЯ И РАЗБАВЛЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

1.1. Определение количества глиноматериала и воды для приготовления глинистого раствора заданной плотности [5].

Количество глиноматериала ($Q_{г\ell}$) в кг/м³ (глинопорошка или комовой глины), необходимое для приготовления 1 м³ глинистого раствора заданной плотности, рассчитывают по формуле:

$$Q_{г\ell} = \frac{\rho_{г\ell} \cdot (\rho_{бр} - \rho_{в})}{\rho_{г\ell} - \rho_{в} \cdot [1 - m_{г\ell}/100 + (m_{г\ell} \cdot \rho_{г\ell}) / (100 \cdot \rho_{в})]} \quad (1.1)$$

где: $\rho_{г\ell}$ - плотность глиноматериала, кг/м³;

$\rho_{бр}$ - плотность бурового раствора, кг/м³,

$\rho_{в}$ - плотность воды, $\rho_{в} = 1000$ кг/м³,

$m_{г\ell}$ - влажность глиноматериала, %.

Количество воды ($Q_{в}$) в м³/м³, необходимое для приготовления 1 м³ глинистого раствора заданной плотности, определяют по формуле:

$$Q_{в} = 1 - Q_{г\ell} / \rho_{г\ell} \quad (1.2)$$

Количество воды ($V_{в}$) в м³ и глиноматериала ($Q_{г\ell}$) в кг, необходимое для приготовления заданного объема бурового раствора, находят соответственно по формулам:

$$V_{в} = V_{бр} \cdot Q_{в} \quad (1.3)$$

$$Q_{г\ell} = V_{бр} \cdot Q_{г\ell} \quad (1.4)$$

1.2. Определение количества глинистого раствора, образующегося

самозамесом при разбурировании глинистых пачек разреза [5].

Объем глины ($V_{зл}$) в m^3 , переходящей в буровой раствор в процессе разбурирования глинистой пачки, залегающей во вскрываемом скважиной геологическом разрезе, рассчитывают по формуле:

$$V_{зл} = 1,785 \cdot d_c^2 \cdot h \quad (1.5)$$

где: d_c - диаметр открытого ствола скважины, м;

h - мощность глинистой пачки, подлежащей разбурированию, м.;

Если глинистых пачек несколько, их объемы суммируют.

Массу чистой глины ($M_{зл}$) в кг, подлежащей разбурированию (за вычетом содержащихся в ней песка и других примесей), определяют по формуле:

$$M_{зл} = [1 - \Pi_2 / 100] \cdot \rho_{зл} \cdot V_{зл} \quad (1.6)$$

где: Π_2 - содержание песка и других примесей в глиноматериале, %.

Объем глинистого раствора ($V_{зр}$) в m^3 , получаемого самозамесом, находится по формуле:

$$V_{зр} = \frac{M_{зл} \cdot (\rho_{зл} - \rho_в)}{\rho_{зл} \cdot (\rho_{бр} - \rho_в)} \quad (1.7)$$

а объем воды ($V_в$) в m^3 , необходимый для этого, - по формуле:

$$V_в = \frac{V_{зр} \cdot (\rho_{зл} - \rho_{бр})}{\rho_{зл} - \rho_в} \quad (1.8)$$

1.3. Определение количества утяжелителя, необходимого для утяжеления бурового раствора [5].

Количество утяжелителя ($q_{ум}$) в kg/m^3 , которое требуется для утяжеления 1 m^3 бурового раствора, имеющего первоначальную плотность $\rho_{бр}$, до плотности $\rho_{бру}$, можно рассчитать по формуле:

$$q_{ум} = \frac{\rho_{ум} \cdot (\rho_{убр} - \rho_{бр})}{\rho_{ум} - \rho_{убр} \cdot [1 - m_{ум}/100 + (m_{ум} \cdot \rho_{ум}) / (100 \cdot \rho_{в})]} \quad (1.9)$$

где: $\rho_{ум}$ - плотность утяжелителя, кг/м³;

$\rho_{убр}$ - плотность утяжеленного бурового раствора, кг/м³;

$m_{ум}$ - влажность утяжелителя, %.

Полное количество утяжелителя ($Q_{ум}$) в кг, необходимое для утяжеления известного объема бурового раствора, определяют по формуле:

$$Q_{ум} = V_{бр} \cdot q_{ум} \quad (1.10)$$

1.4. Определение объема воды, необходимой для разбавления бурового раствора [5].

Количество воды ($V_{вр}$) в м³, которое требуется для разбавления бурового раствора с целью снижения его плотности, находят по формуле:

$$V_{вр} = \frac{V_{бр} \cdot (\rho_{бр} - \rho_{разб})}{\rho_{разб} - \rho_{в}} \quad (1.11)$$

где: $\rho_{разб}$ - плотность разбавленного бурового раствора, кг/м³.

1.5. Смешивание буровых растворов, имеющих разные плотности [5]. Если имеется известный объем бурового раствора $V_{бр}$ плотностью $\rho_{бр}$, а также имеется другой буровой раствор плотностью $\rho_{доб}$ ($\rho_{бр} < \rho_{доб}$), то объем второго бурового раствора ($V_{доб}$) в м³, который необходимо добавить для увеличения плотности первого раствора с $\rho_{бр}$ до $\rho_{убр}$, определяют по формуле:

$$V_{доб} = \frac{V_{бр} \cdot (\rho_{убр} - \rho_{бр})}{\rho_{доб} - \rho_{убр}} \quad (1.12)$$

1.6. Задачи

1. Рассчитать количество глинопорошка плотностью $\rho_{гл}$, влажностью

$m_{гл}$, необходимое для приготовления требуемого объема бурового раствора $V_{бр}$ с заданной плотностью $\rho_{бр}$. Какой объем воды при этом потребуется.?

2. Определить объем глинистого раствора $V_{гг}$ плотностью $\rho_{гг}$, который образуется самозамесом при разбуривании глинистой пачки мощностью h в скважине диаметром d_c . Плотность разбуриваемой глины - $\rho_{гг}$, содержание механических примесей - $P_г$; Определить объем воды, необходимый для этого.

3. Определить, сколько потребуется утяжелителя плотностью $\rho_{ут}$, влажностью $m_{ут}$ для утяжеления заданного объема бурового раствора $V_{бр}$ с плотности $\rho_{бр}$ до $\rho_{убр}$.

4. Определить объем воды, который потребуется добавить к известному объему бурового раствора $V_{бр}$ для снижения его плотности $\rho_{бр}$ на 10 кг/м^3 ?

5. Определить объем бурового раствора плотностью $\rho_{доб}$, который необходимо добавить к заданному объему другого бурового раствора $V_{бр}$ для увеличения плотности последнего на 10 кг/м^3 . Каков будет объем полученного при смешивании бурового раствора.

2. РАСЧЕТЫ ПРИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКЕ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

2.1. Определение добавки сухого химреагента [6]. Количество реагента ($Q_{хр}$) в кг, применяемого для обработки бурового раствора в сухом виде, определяют по формуле:

$$Q_{хр} = 10 \cdot V_{бр} \cdot C_{хр} \quad (2.1)$$

где: $C_{хр}$ - добавка реагента по массе от объема промывочной жидкости, %.

2.2. Определение добавки жидкого химреагента [6]. Если обработку бурового раствора ведут жидким реагентом (например, нефтью) или реагентом сложного состава (например, УЩР, ТЩР), то объем добавляемого химреагента ($V_{хр}$) в м^3

вычисляют по формуле:

$$V_{xp} = \frac{C \cdot V_{бр}}{100 \cdot C} \quad (2.2)$$

где: C - величина добавки жидкого химреагента или реагента сложного состава, по объему от объема обрабатываемого бурового раствора, %

2.3. Определение добавки химреагента, вводимого в виде водного раствора [6].

Иногда реагент вводят в буровой раствор в жидком виде (в виде водного раствора известной концентрации K_{xp}), а его добавка для обработки бурового раствора по рецептуре делается в пересчете на сухой продукт - C_{xp} . В этом случае необходимое количество жидкого реагента ($V_{вxp}$) в м³ находят по формуле

$$V_{вxp} = (V_{бр} \cdot C_{xp}) / (K_{xp} \cdot C_{xp}) \quad (2.3)$$

2.4. Приготовление многокомпонентных реагентов [6]. При приготовлении многокомпонентных реагентов содержание одного компонента (например, едкого натра) может задаваться в процентах от содержания другого основного компонента (например, бурого угля, крахмала) Необходимое количество первого компонента (Q_{xp}) в кг в этом случае находят по формуле:

$$Q_{xp} = V_{бр} \cdot C_1 \cdot C_2 / 10 \quad (2.4)$$

где: C_1 - величина добавки первого (основного) компонента комплексного химреагента, по массе от объема обрабатываемого бурового раствора;

C_2 - величина добавки второго компонента, по массе от добавки первого компонента, %.

2.5. Приготовление углещелочного реагента [6].

Углещелочной реагент (УЩР) - многокомпонентный реагент, который включает в себя бурый уголь, каустическую соду и воду

Количество влажного бурого угля ($Q_{бу}$) в кг, необходимое для приготовления УЩР, определяют по формуле:

$$Q_{\text{бу}} = 1000 \cdot [(K_{\text{бу}} \cdot V_{\text{хр}}) / (100 - m_{\text{бу}})] \quad (2.5)$$

где: $K_{\text{бу}}$ - концентрация сухого бурого угля в приготавливаемом углещелочном реагенте, %;

$V_{\text{хр}}$ - объем приготавливаемого реагента УЩР, м³;

$m_{\text{бу}}$ - влажность бурого угля, %

Объем раствора каустической соды ($V_{\text{кс}}$) в м³ для приготовления УЩР находят по формуле:

$$V_{\text{кс}} = K_{\text{кс}} \cdot V_{\text{хр}} / C_{\text{кс}} \quad (2.6)$$

где: $K_{\text{кс}}$ - концентрация каустической соды в приготавливаемом УЩР, %;

$C_{\text{кс}}$ - концентрация каустической соды в ее водном растворе, %.

Объем воды ($V_{\text{в}}$) в м³, необходимый для приготовления УЩР, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{хр}} - (Q_{\text{бу}} / \rho_{\text{бу}}) - V_{\text{кс}} \quad (2.7)$$

где: $\rho_{\text{бу}}$ - плотность бурого угля, $\rho_{\text{бу}} = 1200$ кг/м³.

2.6. Получение раствора реагента требуемой концентрации смешиванием двух растворов [7].

Если имеются два водных раствора с различными его концентрациями K_1 и K_2 то для получения водного раствора этого реагента с требуемой концентрацией K_3 необходимо взять соответственно M_1 массовых частей раствора с концентрацией K_2 и M_2 массовых частей раствора с концентрацией K_1 . Величины M_1 и M_2 при этом находят по формулам:

$$M_1 = K_2 - K_3 \quad (2.8)$$

$$M_2 = K_1 - K_3 \quad (2.9)$$

2.7. Скорость подачи химреагента при обработке бурового раствора [5].

Продолжительность одного цикла циркуляции бурового раствора (t) в с определяют по формуле:

$$t = V_{бр} / Q \quad (2.10)$$

где: Q - объемный расход бурового раствора (производительность буровых насосов), m^3/c .

Скорость подачи химреагента (v) в m^3/c в буровой раствор определяют по формуле:

$$v = \frac{V_{бр} \cdot C_{xp}}{100 \cdot b \cdot t} \quad (2.11)$$

где: C_{xp} - добавка реагента по массе (или объему для жидких реагентов) от объема бурового раствора, %;

b - количество циклов циркуляции, в течение которых должна быть произведена химическая обработка бурового раствора.

2.8. Задачи

1. Определить потребность реагента КМЦ-600 для обработки требуемого объема бурового раствора $V_{бр}$. Реагент добавляется в раствор в сухом виде, его концентрация должна составить 0,05 % по массе от объема бурового раствора.

2. Известен объем бурового раствора - $V_{бр}$. Требуется определить, какой объем реагента сложного состава УЦР потребуется для химической обработки, если его концентрация в обработанном буровом растворе должна составить 5% по объему от объема бурового раствора.

3. Имеется 20%-ный водный раствор реагента КССБ. Определить, какое количество жидкого реагента нужно добавить, если требуется, чтобы его содержание в буровом растворе объемом $V_{бр}$ в пересчете на сухое вещество составило 1%.

4. Для разжижения бурового раствора, загустевшего от диспергирования разбуренной глины и от действия температуры, принято решение обработать его реагентом ФХЛС в количестве 2% по массе от объема обрабатываемого раствора $V_{бр}$. Так как раствор склонен к пенообразованию, одновременно с ним в буровой раствор вводят каустическую соду в количестве 20% по массе от добавки

ФХЛС. Определить, сколько потребуется ФХЛС и каустической соды для обработки раствора.

5. Для обработки бурового раствора требуется приготовить углещелочной реагент. Концентрация бурого угля в реагенте - $K_{бу}$, каустической соды - $K_{кс}$

Влажность бурого угля - $m_{бу}$. Для приготовления реагента используется 15%-ный водный раствор каустической соды. Определить, сколько потребуется бурого угля, каустической соды и воды для приготовления реагента. Необходимый объем реагента УЩР V_{xp} принять по результатам решения задачи № 2.

6. Имеются водные растворы реагента НТФ с концентрациями K_1 и K_2 . Определить, в каком соотношении следует смешать эти растворы, чтобы получить 10%-ный водный раствор реагента НТФ.

7. Определить скорость подачи химического реагента - гипана, продолжительность одного цикла циркуляции и полное время обработки бурового раствора, если объем бурового раствора - $V_{бр}$, количество циклов циркуляции - n , производительность буровых насосов $Q = 0,035 \text{ м}^3/\text{с}$, а концентрация гипана в буровом растворе должна составить 0,5%.

3. МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС

Анализ содержания твердой фазы в буровом растворе, разбавление и повышение плотности бурового раствора, его смешивание и введение добавок - все эти операции основаны на материальном балансе.

Концепция материального баланса основана на законе сохранения масс, в соответствии, с которым массу нельзя ни создать, ни разрушить. То есть сумма компонентов должна равняться сумме продуктов. Такая концепция верна по отношению к массе и атомам, однако, она не всегда приемлема для растворов и химических соединений, что объясняется растворимостью и химическими реакциями.

Существует простой способ определения любого материального баланса:

1. Нарисовать схему.

2. Определить компоненты и продукты.
3. Написать уравнение, с одной стороны знака равенства которого находятся слагаемые компоненты, а с другой - получаемые продукты.
4. Определить известные и неизвестные члены уравнения.
5. Составить соответствующие уравнения для определения неизвестных.
6. Определить неизвестные величины.

Общее уравнение материального баланса:

Массовый баланс:
$$\rho_{\text{общ}} \cdot V_{\text{общ}} = \sum_1^n \rho_i \cdot V_i = \rho_1 \cdot V_1 + \rho_2 \cdot V_2 + \dots$$

Объемный баланс:
$$V_{\text{общ}} = \sum_i^n V_i = V_1 + V_2 + \dots$$

где: ρ - плотность;

V - объем.

3.1. Приготовление бурового раствора.

Необходимо приготовить 159 м³ бурового раствора плотностью 1917 кг/м³ с добавлением 57 кг на 1 м³ M-I GEL плотностью 2600 кг/м³. В качестве утяжелителя используется M-I BAR плотностью 4194 кг/м³.

1 этап.

H ₂ O			
M-I GEL			
M-I BAR			

Буровой раствор

2 этап.

H ₂ O			
1000 кг/м ³			
M-I GEL			
2600 кг/м ³ 3,5 м ³			
M-I BAR			
4194 кг/м ³			

Буровой раствор

1917 кг/м³

159 м³

Продукт: буровой раствор.

$$V_{\text{бр}} = 159 \text{ м}^3$$

$$\rho_{\text{бр}} = 1917 \text{ кг/м}^3$$

Компоненты:

M-I GEL: (2,6 г/см³) при 57 кг на 1 м³

$$\rho_{GEL} = 2,6 \cdot 1000 \text{ кг/м}^3 = 2600 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{GEL} = (57 \cdot 159) / 2600 = 3,5 \text{ м}^3$$

$$H_2O: \quad V_{\text{вода}} (\text{м}^3) \quad \rho_{\text{вода}} = 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$M-I BAR: \quad V_{BAR} (\text{м}^3) \quad \rho_{BAR} = 4194 \text{ кг/м}^3$$

3 этап.

$$\rho_{бр} \cdot V_{бр} = \rho_{\text{вода}} \cdot V_{\text{вода}} + \rho_{GEL} \cdot V_{GEL} + \rho_{BAR} \cdot V_{BAR}$$
$$V_{бр} = V_{\text{вода}} + V_{GEL} + V_{BAR}$$

4 этап.

Известные

Неизвестные

$$\rho_{\text{вода}} = 1000 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{BAR} = 4194 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{GEL} = 2600 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{GEL} = 3,5 \text{ м}^3$$

$$\rho_{бр} = 1917 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{бр} = 159 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{вода}}$$

$$V_{BAR}$$

5 этап.

На этом этапе материальный баланс имеет две неизвестных. Так как никакой химической реакции не происходит, можно использовать уравнение объемного баланса для определения одного неизвестного, после чего его можно подставить в уравнение массового баланса

$$159 \text{ м}^3 = V_{\text{вода}} + 3,5 \text{ м}^3 + V_{BAR}$$

$$V_{BAR} = 155,5 - V_{\text{вода}}$$

6 этап.

Решаем уравнение материального баланса

$$1917 \cdot 159 = 1000 \cdot V_{\text{вода}} + 2600 \cdot 3,5 + 4194 \cdot (155,5 - V_{\text{вода}})$$

$$V_{\text{вода}} = 111,6 \text{ м}^3$$

$$V_{BAR} = 155,5 - 111,6 = 43,9 \text{ м}^3$$

Для приготовления 159 м³ бурового раствора плотностью 1917 кг/м³ с

добавлением 57 кг/м^3 M-I GEL потребуются следующие объемы материалов:

Вода: $111,6 \text{ м}^3$

M-I GEL: $3,5 \text{ м}^3$

M-I BAR: $43,9 \text{ м}^3$

3.2. Смешивание бурового раствора

В амбарах имеется запас бурового раствора плотностью 1845 кг/м^3 объемом 191 м^3 и такой же объем бурового раствора плотностью 1342 кг/м^3 . Какие объемы каждого типа бурового раствора необходимо смешать, чтобы получить 159 м^3 бурового раствора плотностью 1678 кг/м^3 ?

1 этап.

раствор 1		получаемый буровой раствор (конечный)
раствор 2		

2 этап.

раствор 1 1342 кг/м^3 191 м^3		получаемый буровой раствор (конечный)
раствор 2 1845 кг/м^3 191 м^3		

Получаемый продукт: конечный буровой раствор

$$V_{\text{конечн}} = 159 \text{ м}^3$$

$$\rho_{\text{конечн}} = 1678 \text{ кг/м}^3$$

Компоненты:

буровой раствор 1: $V_{\text{бр1}} (\text{м}^3)$ $\rho_{\text{бр1}} = 1342 \text{ кг/м}^3$

буровой раствор 2: $V_{\text{бр2}} (\text{м}^3)$ $\rho_{\text{бр2}} = 1845 \text{ кг/м}^3$

3 этап.

$$V_{\text{конечн}} \cdot \rho_{\text{конечн}} = V_{\text{бр1}} \cdot \rho_{\text{бр1}} + V_{\text{бр2}} \cdot \rho_{\text{бр2}}$$

$$V_{\text{конечн}} = V_{\text{бр1}} + V_{\text{бр2}}$$

4 этап.

Известные:

$$V_{\text{конечн}} = 159 \text{ м}^3$$

$$\rho_{\text{конечн}} = 1678 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{бр1}} = 1342 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{\text{бр2}} = 1845 \text{ кг/м}^3$$

5 этап.

$$159 \text{ м}^3 = V_{\text{бр1}} + V_{\text{бр2}}$$

$$V_{\text{бр2}} = 159 - V_{\text{бр1}}$$

6 этап.

$$1678 \cdot 159 = 1342 \cdot V_{\text{бр1}} + 1845 \cdot (159 - V_{\text{бр1}})$$

$$V_{\text{бр1}} = 52,8 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{бр2}} = 159 - 52,8 = 106,2 \text{ м}^3$$

Для получения 159 м³ бурового раствора плотностью 1678 кг/м³ необходимо смешать буровой раствор плотностью 1342 кг/м³ в объеме 52,8 м³ и 106,2 м³ раствора плотностью 1845 кг/м³.

3.3. Повышение плотности бурового раствора

Необходимо повысить плотность бурового раствора объемом 159 м³ с 1678 кг/м³ до 1917 кг/м³ с помощью утяжелителя M-I BAR. Сколько потребуется M-I BAR и какой будет объем новой системы.

1 этап.

раствор 1
(исходный)
M-I BAR

получаемый
буровой раствор
(конечный)

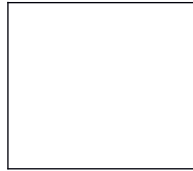
2 этап

раствор исходный
1678 кг/м³
159 м³

--

получаемый
буровой раствор
(конечный)

M-I BAR
4194 кг/м³
 V_{BAR}



1917 кг/м³
 $V_{конечн}$

Продукт: конечный буровой раствор

$$V_{конечн} = (м^3)$$

$$\rho_{конечн} = 1917 \text{ кг/м}^3$$

Компоненты:

исходный буровой раствор:

$$V_{исх} = 159 \text{ м}^3$$

$$\rho_{исх} = 1678 \text{ кг/м}^3$$

M-I BAR:

$$V_{BAR} (м^3)$$

$$\rho_{BAR} = 4194 \text{ кг/м}^3$$

3 этап.

$$V_{конечн} \cdot \rho_{конечн} = V_{исх} \cdot \rho_{исх} + V_{BAR} \cdot \rho_{BAR}$$

$$V_{конечн} = V_{исх} + V_{BAR}$$

4 этап.

Известные:

Неизвестные:

$$V_{исх} = 159 \text{ м}^3$$

$$V_{конечн}$$

$$\rho_{исх} = 1678 \text{ кг/м}^3$$

$$V_{BAR}$$

$$\rho_{конечн} = 1917 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{BAR} = 4194 \text{ кг/м}^3$$

5 этап.

$$V_{конечн} = 159 + V_{BAR}$$

6 этап.

$$1917 \cdot (159 + V_{BAR}) = 1678 \cdot 159 + 4194 \cdot V_{BAR}$$

$$V_{BAR} = 16,7 \text{ м}^3$$

$$V_{конечн} = 159 + 16,7 = 175,7 \text{ м}^3$$

Для увеличения плотности бурового раствора с 1678 кг/м³ до 1917 кг/м³ потребуется 16,7 м³ M-I BAR, при этом конечный объем бурового раствора будет

равен 175,7 м³.

3.4. Задача

Рассчитать материальный баланс, используя данные задач 1.1, 1.3, 1.4, 1.5.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДА БУРОВОГО РАСТВОРА И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЕГО ПРИГОТОВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ СВОЙСТВ ПРИ БУРЕНИИ ОТДЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Исходными данными для определения расхода бурового раствора и материалов для его приготовления и регулирования свойств являются сведения о конструкции скважины и технологический регламент на буровые растворы. Примеры технологического регламента на буровые растворы применительно к условиям площадей, разбуриваемых ОАО Юганскнефтегаз, ЗАО Тюменбурггаз, ОАО Сургутнефтегаз и ОАО Нижневартовскнефтегаз приведены в приложениях.

Расчеты производятся отдельно для каждого интервала скважины (под направление, кондуктор и т.д.).

4.1. Бурение интервалов под направление и кондуктор

4.1.1. Определение расхода бурового раствора

Для забуривания скважины следует использовать качественный глинистый раствор, специально приготовленный из бентонитового глинопорошка с добавлением химреагентов или оставшийся после бурения предыдущих скважин куста.

Объем бурового раствора ($V_{бр}$) в м³ для бурения интервала под кондуктор рассчитывается по формуле:

$$V_{бр} = V_{пр} + V_{бур} \quad (4.1)$$

где: $V_{пр}$ - объем раствора, необходимый для заполнения приемных емкостей, м³;

$V_{\text{бур}}$ - объем бурового раствора, затрачиваемый непосредственно на углубление скважины, м³.

$$V_{\text{бур}} = n_{\text{бр}} \cdot L \quad (4.2)$$

где: $n_{\text{бр}}$ - норма расхода бурового раствора на 1 м проходки, м³/м;

L - длина интервала, м.

Показатель n учитывает объем раствора, необходимый для заполнения скважины в процессе углубления и естественные потери раствора при бурении (потери при удалении выбуренной породы, в процессе СПО и т.д.) в зависимости от диаметра долота $d_{\text{д}}$ и коммерческой скорости бурения $V_{\text{ком}}$.

Норма расхода бурового раствора на 1 м проходки устанавливается ЕСН (приложение 2), либо принимается на основании опыта бурения в конкретном регионе.

В отдельных случаях, при бурении под кондуктор скважин с одинаковой конструкцией по единой технологии (кустовое бурение, сетка эксплуатационных скважин и др.), объем бурового раствора $V_{\text{бур}}$ для бурения интервала под кондуктор принимается в зависимости от диаметра долота и независимо от средней коммерческой скорости бурения скважины. Для примера в табл.4.1 приводится объем бурового раствора, который необходимо приготовить перед началом бурения скважины, применительно к условиям ГПП Пурнефтегазгеология [10].

Таблица 4.1

Объем бурового раствора, необходимый для приготовления перед началом бурения

Начальный диаметр скважины, м	Объем бурового раствора, приготовляемого перед началом бурения, м ³
0,4900	150
0,3937	120
0,2953	100

Если в конструкции скважины имеется направление, спускаемое на глубину 150-200 м, то принимается объем бурового раствора в количестве 75% от указанного в табл.4.1.

4.1.2. Расход глинопорошка и химреагентов [10]. Потребность глинопорошка ($Q_{зл}$) в кг для бурения данного интервала определяется по формуле:

$$Q_{зл} = n_{зл} \cdot V_{бр} \quad (4.3)$$

где: $n_{зл}$ - норма расхода глинопорошка, кг/м³.

Расход химреагентов ($Q_{хр}$) в кг для обработки раствора для данного интервала бурения находят по формуле:

$$Q_{хр} = n_{хр} \cdot V_{бр} \quad (4.4)$$

где: $n_{хр}$ - норма расхода химреагента, кг/м³.

Нормы расходов глинопорошка $n_{зл}$ и $n_{хр}$ для данного интервала бурения принимается из регламента.

4.2. Бурение интервала из-под кондуктора, промежуточных колонн/

4.2.1. Определение расхода бурового раствора [10]. Объем бурового раствора, подлежащий химической обработке при бурении интервала ниже кондуктора до спуска первой промежуточной колонны, в случае смены типа раствора определяется по формуле:

$$V_{бр} = V_{пр} + V_{бур} + V_{к} \quad (4.5)$$

где: $V_{к}$ - объем бурового раствора, необходимый для заполнения обсадной колонны (кондуктора), м³.

$$V_{к} = 0,785 \cdot d_{вн.к.}^2 \cdot L_{к} \quad (4.6)$$

где: $d_{вн.к.}$ - внутренний диаметр обсадной колонны (кондуктора), м,

$L_{к}$ - глубина спуска колонны (кондуктора), м.

В случае, когда бурение интервала ниже кондуктора до спуска

промежуточной колонны осуществляется с промывкой тем же типом раствора, что и под кондуктор, объем раствора, подлежащий химической обработке, определяется по формуле (4.2).

Бурение из-под кондуктора в условиях Тюменской области обычно производится с промывкой технической водой, обработанной химическими реагентами, с последующей наработкой естественного глинистого раствора за счет выбуренной породы и при необходимости утяжелением до требуемых параметров. При недостаточной наработке бурового раствора добавляется свежеприготовленный из бентонитового глинопорошка глинистый раствор плотностью 1060-1100 кг/м³, обработанный КМЦ или другими реагентами, заменяющими его.

Для интервала бурения ниже кондуктора до спуска первой промежуточной колонны величину $n_{бр}$ обычно принимают из опыта бурения. Например, применительно к условиям ГТП Пурнефтегазгеология используют данные табл.4.2, составленной на основании опыта бурения с учетом более прогрессивных норм расхода бурового раствора, по сравнению с нормами ЕСН

Таблица 4.2

ниже кондуктора, м	Норма расхода бурового раствора на метр проходки, м ³ /м
0,3937	0,47
0,2953	0,25
0,2600	0,20

Объем бурового раствора, подлежащего химической обработке при бурении в интервалах ниже первой промежуточной колонны (до спуска второй промежуточной колонны или спуска эксплуатационной колонны) также определяется в зависимости от того, производится смена типа раствора или нет. В первом случае расчет объема бурового раствора ведется по формуле (4.5) и (4.6), а во втором - по формуле (4.2). Норма расхода бурового раствора $n_{бр}$ в формуле (4.2) принимается в зависимости от диаметра долота d_d и средней коммерческой скорости по скважине (приложение 2).

4.2.2. Расчет поинтервального расхода глиноматериалов и химреагентов.

Потребность в глиноматериалах и химреагентах для приготовления и обработки раствора при бурении интервалов из-под кондуктора и ниже промежуточных колонн рассчитывают так же, как и для бурения интервалов под направление и кондуктор (п.4.1.2). При этом нормы расходов $n_{эл}$ и $n_{хр}$ принимаются для соответствующего интервала из технологического регламента на буровые растворы.

4.2.3. Расчет поинтервального расхода утяжелителя. В случае, если требуется дополнительно увеличить плотность бурового раствора для бурения интервалов с повышенными пластовыми давлениями (например, в условиях Тюменской области, перед вскрытием сеноманских отложений приходится увеличивать плотность бурового раствора до 1200-1250 кг/м³), используют добавки утяжелителя.

Поинтервальный расход утяжелителя ($Q_{ум}$) в кг находят по формуле:

$$Q_{ум} = q_{ум} \cdot (V_n + V_{скв} + n_{бр} \cdot L) \quad (4.7)$$

где: $q_{ум}$ - расход утяжелителя для утяжеления 1 м³ бурового раствора до заданной плотности, кг/м³;

$V_{скв}$ - объем скважины, м³.

Величину $q_{ум}$ рассчитывают по формуле (1.9), в качестве L принимают интервал бурения с использованием утяжеленного бурового раствора.

Объем скважины определяется по формуле (4.6) в случае перехода на промывку утяжеленным буровым раствором ниже башмака обсадной колонны, либо по формуле (4.8), если переход на промывку утяжеленным буровым раствором производится после бурения некоторого интервала ниже башмака колонны:

$$V_{скв} + V_k + V_{откр.ств.} \quad (4.8)$$

где: $V_{откр.ств.}$ - объем бурового раствора для заполнения открытого ствола скважины, м³.

$$V_{откр.ств.} = 0,785 \cdot d_{вн.к}^2 \cdot L_k + 0,785 \cdot d_{откр.ств}^2 \cdot L_{откр.ств} \quad (4.9)$$

где: $d_{откр.ств}$ - диаметр открытого ствола скважины (с учетом коэффициента кавернозности), м;

$L_{откр.ств}$ - длина открытого ствола скважины, м.

4.2.4. Определение требуемого количества материалов и химреагентов для создания запаса при бурении в условиях АВПД.

Перед началом бурения интервалов с АВПД на скважине создают запас химреагентов, утяжелителя и глиноматериала, необходимых для приготовления бурового раствора в количестве полутора объемов скважины, определяемых на проектную глубину скважины (или объема для интервала бурения с максимальной плотностью бурового раствора, если этот объем больше).

Если длина интервала бурения в зоне АВПД с промывкой утяжеленным раствором не превышает 300 м, обычно для утяжеления используется глинистый раствор, оставшийся от бурения предыдущего интервала, предварительно разбавленный водой до плотности 1100-1120 кг/м³ и обработанный химреагентами.

Если интервал бурения в зоне АВПД превышает 300 м, для утяжеления используется свежеприготовленный глинистый раствор плотностью 1060-1080 кг/м³, обработанный химреагентами.

4.3. Задача

В соответствии с технологическими регламентами на буровые растворы (приложения 3-6) рассчитать потребность материалов и химических реагентов для приготовления бурового раствора по интервалам бурения и в целом по скважине.

Проектная глубина скважины - $L_{скв}$. Учесть, что замена бурового раствора на новый осуществляется после окончания бурения интервалов под кондуктор и промежуточную колонну.

Результаты расчета оформить в соответствии с рекомендациями [4] в виде табл.4.3.

Таблица 4.3.

Интерв		Коэффиц иент запаса раствора на	Название (тип) бурового раствора и его	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов,		
от (верх)	д о			велич ина	источн ик нормы	поправоч ный
1	2	3	4	5	6	7

Окончание табл.4.3.

Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг			
на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	Суммарная в интервале
8	9	10	11

5. ВЫБОР ТИПА БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Порядок выбора типа бурового раствора для конкретных геологических условий бурения [2,4].

Основным критерием при выборе типа бурового раствора для конкретных геологических условий является соответствие составов буровых растворов разбуриваемых пород на всем интервале бурения до спуска обсадной колонны.

Встречающиеся при бурении скважин горные породы, в зависимости от литологического строения и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами, разделяют на восемь групп с учетом пределов минерализации температуры на забое [4].

Первая группа - песчаники, доломиты, известняки. Эти породы характеризуются устойчивостью при разбурировании, так как не изменяют своих физико-химических свойств под воздействием фильтрата буровых растворов.

Вторая группа - песчаники, известняки, доломиты с пропластками глин, аргиллитов, мергелей, алевролитов. Эти породы неустойчивы вследствие набухания глин и осыпей аргиллитов и алевролитов, в связи, с чем их разбурирование сопровождается осыпями, обвалами, поглощениями буровых растворов и прихватами бурильного инструмента.

Третья группа - глины. Разбурирование глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем

содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин.

Четвертая группа - аргиллиты, алевролиты, глинистые известняки. Эти породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам.

Пятая группа - каменная соль. Ее растворение обуславливает образование каверн, что может, в свою очередь, привести к осыпям, обвалам вышележащих терригенных пород.

Шестая группа - каменная соль с пропластками других солей, обладающих различной растворимостью.

Седьмая группа - каменная соль с пропластками терригенных пород.

Восьмая группа - каменная соль с пропластками бишофита и терригенных пород.

Внутри каждой группы существует своя классификация пород, составляющих данную группу.

Систематизация данных об используемых при бурении скважин буровых растворах (в зависимости от типа горных пород, допустимой минерализации водной фазы, температуры на забое, ингибирующей способности, растворимости горных пород в воде) позволила разделить их на пять основных типов, которые подразделяются на виды, а виды - на рецептуры [4].

Первый тип буровых растворов. Объединяет два вида растворов:

1) пресные, несолестойкие, неингибированные буровые растворы с гуматными реагентами и пределами термостойкости до + 160°C;

2) пресные, несолестойкие, неингибированные буровые растворы с основным полисахаридным реагентом (КМЦ) и различными реагентами-разжижителями, пределами термостойкости + (70-120)°C.

Предназначены для бурения устойчивых пород первой группы, не содержащих высокоминерализованных пластовых вод.

Конкретная рецептура выбирается в зависимости от возможной минерализации фильтрата и ожидаемой забойной температуры.

Второй тип буровых растворов. Объединяет три вида растворов:

1) пресный, несолестойкий, ингибированный известью буровой раствор, с различными реагентами-стабилизаторами и пределами термостойкости до + 110°C;

2) пресный, несолестойкий, ингибированный буровой раствор повышенной термостойкости (до + 200°C);

3) недиспергирующий буровой раствор с пределами термостойкости +(100-180)°C.

Предназначены для бурения пород первой группы (2-й вид), второй группы (1-й вид), третьей группы (3-й вид).

Конкретная рецептура выбирается в зависимости от минерализации пластовых вод, забойной температуры, а для пород второй и третьей группы - уточняется согласно рекомендаций [4].

Третий тип буровых растворов. Объединяет четыре вида растворов в зависимости от типа ингибирующей добавки и пределов термостойкости.

1) пресный, несолестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками извести и гипса, $T_{пр} = + 160^{\circ}\text{C}$;

2) пресный, солестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками извести и хлористого кальция, $T_{пр} = + 100^{\circ}\text{C}$;

3) пресный, несолестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками хлористого кальция, $T_{пр} = + (130-160)^{\circ}\text{C}$;

4) пресный, солестойкий, ингибированный буровой раствор с добавками жидкого стекла, $T_{пр} = + (130-190)^{\circ}\text{C}$.

Растворы данного типа предназначены для бурения пород второй, третьей и четвертой групп. Выбор конкретной рецептуры для бурения неустойчивых глинистых пород уточняется по рекомендациям [4].

Четвертый тип буровых растворов. Объединяет четыре вида растворов в зависимости от типа, ингибирующей добавки, минерализации, солестойкости:

1) слабоминерализованный, средней солестойкости, высокоингибированный буровой раствор с добавками хлористого кальция, $T_{пр} = + (130-200)^{\circ}\text{C}$;

2) слабоминерализованный, высокоингибированный, несолестойкий буровой раствор с добавками извести и хлористого кальция, $T_{пр} = + 100^{\circ}\text{C}$;

3) минерализованный, солестойкий (по NaCl), высокоингибированный буровой раствор с добавками жидкого стекла, $T_{пр} = + 160^{\circ}\text{C}$;

4) минерализованный, солестойкий (по NaCl), неингибированный буровой раствор, $T_{пр} = + (130-200)^{\circ}\text{C}$.

Растворы данного типа предназначены для пород первой группы с высокой минерализацией пластовых вод (4-й вид); пород третьей и четвертой группы с невысокой минерализацией пластовых вод (1-й и 2-й вид); пород третьей и четвертой группы с невысокой минерализацией пластовых вод (1-й и 2-й вид); пород третьей и четвертой группы с высокой минерализацией пластовых вод по NaCl (3-й вид); частично засоленных пород второй, третьей и четвертой групп.

Выбор конкретной рецептуры для бурения неустойчивых глинистых пород уточняется дополнительно по рекомендациям [4].

Пятый тип буровых растворов. Объединяет четыре вида буровых растворов для бурения солей различного состава и солей с пропластками других пород (водочувствительных, неустойчивых и др.);

1) безводный раствор на нефтяной основе, $T_{пр} = + 200^{\circ}\text{C}$;

2) эмульсионный раствор на нефтяной основе, $T_{пр} = + 250^{\circ}\text{C}$;

3) соленасыщенный, неингибированный буровой раствор, $T_{пр} = + (130-180)^{\circ}\text{C}$;

4) соленасыщенный, ингибированный буровой раствор, $T_{пр} = + (110-130)^{\circ}\text{C}$.

Растворы данного типа предназначены для бурения пород пятой группы (3-й вид); пород четвертой, седьмой, восьмой группы (1-й, 2-й и 3-й вид); для бурения пород седьмой и восьмой группы (4-й вид).

Выбор конкретной рецептуры для бурения пород уточняется согласно рекомендациям [4].

Особую сложность представляет выбор типа бурового раствора для разбуривания глинистых и хемогенных пород.

В соответствии с исследованиями [4] признано целесообразным разделить все глинистые породы на пять групп в зависимости от плотности, характеризующей их устойчивость.

Группы отличаются значениями пористости и минерализацией поровой воды.

Классификации содержат системы, рекомендуемые для бурения нормально уплотненных глин, для которых отношение фактической объемной плотности к плотности нормального уплотнения на данной глубине равно единице, а также приведены растворы для бурения в глинистых породах с убывающей степенью уплотнения, для которых указанное отношение меньше единицы.

Выбор типа бурового раствора для разбуривания хемогенных пород имеет свои особенности. Текучесть, растворимость и активное влияние таких пород создают значительные трудности при бурении скважин. Наибольшую сложность представляют интервалы, сложенные чередующимися хемогенными, терригенными и гипсоангидритовыми породами. С ростом глубины залегания однотипных хемогенных пород должны ужесточаться требования к буровому раствору вследствие увеличения растворимости и снижения прочности таких пород с ростом давления и температуры. Поэтому в работе [4] приведена классификация хемогенных пород по минералогическому составу и рекомендуемые для этих условий типы буровых растворов.

Процедура выбора оптимальной последовательности применения буровых растворов при бурении конкретной скважины в соответствии с рекомендациями [2,4] заключается в следующем:

1. Собирается геологическая информация о породах, слагающих разрез скважины (глубина залегания, плотность, коэффициент пористости, минерализация поровой воды, обменная емкость глинистых минералов, растворимость горных пород в воде, проницаемость, типы пластовых жидкостей, катионный и анионный состав пластовых вод, давление, температура и т. д.).

2. Разрез скважины, в соответствии с приведенной классификацией пород, разделяют на интервалы, в каждом из которых характеристики, определяющие выбор типа бурового раствора, принимают постоянное значение.

3. Для каждого выделенного интервала по таблицам устанавливают типы буровых растворов, соответствующие этим породам.

4. Типы буровых растворов проверяются на соответствие тем ограничениям, которые диктуются свойствами пород, залегающих в интервале, перекрываемом одной обсадной колонной, и условиями бурения. Буровые растворы, не

отвечающие этим требованиям, исключаются из дальнейшего рассмотрения.

5. Если в наборе остается несколько типов буровых растворов, то выбор конкретизируется по критериям технологической рациональности, экономической целесообразности, наличия реагентов и материалов

После выбора типа бурового раствора его рецептура может быть уточнена по рекомендациям [4].

5.2. Задача

В соответствии с геологическими и технико-технологическими условиями бурения, уточненными преподавателем, осуществить выбор типов буровых растворов для бурения скважины, используя нормативную документацию [11].

6. ВЫБОР СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Свойства бурового раствора в комплексе с технологическими мероприятиями и техническими средствами должны обеспечивать безаварийные условия бурения с высокими технико-экономическими показателями при условии качественного вскрытия продуктивных горизонтов.

6.1. Плотность бурового раствора

Плотность бурового раствора при вскрытии газоводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

-10-15 % для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа);

- 5-10 % для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 м до 2500 м), но не более 25 кгс/см² (2,5 МПа);

- 4-7 % для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 м и до проектной глубины), но не более 35 кгс/см² (3,5 МПа).

Нормальное пластовое давление в любых геологических условиях равно гидростатическому давлению столба воды плотностью 1 г/см^3 (1000 кг/м^3) от кровли пласта до поверхности. Аномальное пластовое давление характеризуется любым отклонением от нормального.

Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

В интервалах, сложенных глинами, аргиллитами, глинистыми сланцами, солями, склонными к потере устойчивости и текучести, плотность, фильтрация и химический состав бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. Допускается депрессия на стенки скважины в пределах 10-15 % эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород), если это не вызывает угрозу течения, осыпей, обвалов и не приводит к газонефтеводопроявлениям.

Таким образом, в случае репрессии на пласт при вскрытии нефтеводонасыщенных, газоносных, газоконденсатных пластов, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин, необходимую плотность бурового раствора $\rho_{бр}$ в кг/м^3 определяют по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{P_{пл} + \Delta P_{дифф}^p}{g \cdot L_k} \quad (6.1)$$

где: $P_{пл}$ - пластовое давление. Па;

$\Delta P_{дифф}^p$ - допустимая репрессия на пласт. Па;

g - ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$;

L_k - глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м.

В случае бурения скважин в интервалах залегания непроницаемых горных пород с депрессией на стенки скважин необходимую плотность бурового раствора

$\rho_{бр}$ определяют по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{P_{пор} + \Delta P_{дифф.}^{\delta}}{g \cdot L_{к}} \quad (6.2)$$

где: $\Delta P_{дифф.}^{\delta}$ - допустимая депрессия на стенки скважины, Па.

$$\Delta P_{дифф.}^{\delta} = D \cdot P_{ск} / 100 \quad (6.3)$$

где: D - заданное значение депрессии в процентах от скелетного напряжения $P_{ск}$, %.

Скелетное напряжение горных пород определяется разницей горного $P_{гор}$ и порового $P_{пор}$ давлений по формуле:

$$P_{ск} = P_{гор} - P_{пор} = \rho_{гп} \cdot g \cdot L_{к} - K_{а} \cdot \rho_{в} \cdot g \cdot L_{к} \quad (6.4)$$

где: $\rho_{гп}$ - средняя плотность горных пород, слагающих вскрываемый пласт, кг/м³;

$K_{а}$ - коэффициент аномальности порового давления;

$\rho_{в}$ - плотность пресной воды, $\rho_{в} = 1000$ кг/м³.

Если при рассчитанных значениях плотности бурового раствора наблюдаются посадки или затяжки инструмента, оптимальное значение подбирают путем ее ступенчатого повышения.

6.2. Реологические параметры бурового раствора

Течение буровых растворов чаще всего удовлетворяет реологической модели Шведова-Бингама для вязкопластичной жидкости. Поэтому реологические свойства буровых растворов принято оценивать по величинам пластической (структурной) вязкости η и динамического напряжения сдвига τ_0

Усредненное значение динамического напряжения сдвига глинистого раствора можно оценить по формуле [2]:

$$\tau_0 = 0,0085 \cdot \rho_{бр}^{-7} \quad (6.5)$$

Пластическую вязкость раствора рекомендуется поддерживать минимально возможной. При использовании трехступенчатой очистки бурового раствора ее в

первом приближении оценивают по формуле [2].

$$\eta = (0,004 \dots 0,005) \cdot \tau_0 \quad (6.6)$$

Для качественного первичного вскрытия продуктивного пласта реологические параметры бурового раствора должны выдерживаться в пределах [12] $\eta = 0,004 \dots 0,010$ Па · с, $\tau_0 = 1 \dots 2$ Па.

6.3. Условная вязкость

Вязкость качественно определяет величину гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе скважины, а также проникновение промывочной жидкости в поры и трещины горных пород. Оценочно определяется по формуле:

$$T \leq 21 \cdot 10^3 \cdot \rho_{бр}, c \quad (6.7)$$

6.4. Водоотдача. Водоотдачу в первом приближении можно определить по формуле:

$$V = (6 \cdot 10^3 / \rho_{бр}) + 3, \text{ см}^3 / 30 \text{ мин} \quad (6.8)$$

6.5. Другие показатели бурового раствора

Выбор других показателей свойств бурового раствора производится на основе геологической информации о горных породах, слагающих разрез скважины. Институтом ВНИИКРнефть разработана классификационная таблица (табл.5.2.), которая является основой для выбора параметров бурового раствора в зависимости от конкретных условий бурения [2]. При этом принимаются во внимание литологическое строение и физико-химическая активность горных пород, их проницаемость, температура горных пород, характер и степень минерализации пластовых флюидов.

6.6. Задача

Требуется подобрать параметры раствора для следующих условий.

Геологический разрез скважины разделен на четыре интервала по восприимчивости к буровому раствору.

Первый интервал (0 - 400 м) сложен песчаниками с пропластками глин. Пластовое давление равно гидростатическому, проницаемость - П1. Минерализация пластовых флюидов - до 2 % по NaCl.

Второй интервал (400 - 1000 м) сложен глинами. Пластовая температура достигает 60°C. Тип минерализации - Мин2 (см. табл.6.1). Пластовое давление равно гидростатическому.

Третий интервал (1000 - 1200 м) сложен аргиллитами, пластовая температура 60-65°C. Пластовое давление равно гидростатическому.

Четвертый интервал (1200 - забой) сложен песчаниками, известняками. Проектная глубина скважины - $L_{скв}$. Пластовая температура - $T_{пл}$. Тип минерализации пластовых флюидов - Мин4. Проницаемость пород - П4. Пластовое давление на забое составляет 34000000 Па (34 МПа).

Таблица 6.1

Классификационная таблица для выбора показателей бурового раствора

Горные породы	T _{пл} , °C	Тип минера-	Проницае-	Показатели бурового раствора			
				T, с	B, с	θ_1/θ_{10}	p
Песчаник, известняк, доломит	20	1, 2,3	H	25-40	1	1-	8
			B	25-40	0	3/1,5-6 1-	-9 8-
			B	25-40	1	1 5/1 5-3	9
Те же с пропластками аргиллитов, глин, мергелей, алевролитов	100	1,2, 3	H	25-35	6-	1-	8
			B	25-35	8	3/1,5-6	-9
			H	25-35	3-	1-	8
			B	25-35	5	1,5/1,5-3 1-	-9 8-
Глина	130	1, 2,3	B	25-35	6-	3/1 5-6	9
			B	25-35	3-	0,6-	1
			B	25-35	4	3/1,5-3	2
Аргиллит, алевролит,	100	1, 2,3	B	25-35	3-	1-3/2-6	9
			B	25-30	4-	1-3/2-6	8
			B	25-30	6	1-3/2-6	-9 9-
Каменная соль	20	4	B	60-80	1	4-6/6-	4
			B	60-80	0	10	-8

Те же с пропластками бишофита и терригенных	2	4		60-80	1	4-6/6-	7
Те же с пропластками терригенных	2	4		40-60	2-	2-4/4-8	8
Те же с пропластками бишофита и терригенных	1 90	4		40-60	2- 3	2-4/4-8	8 -9
Песчано- алевроли- товые			Н В		3- 5		

Примечание: 1. В графе "Тип минерализации" приняты следующие обозначения: 1 - до 3% NaCl; 2 - от 3 до 10% NaCl; 3 - больше 3% NaCl + 0,2% Ca⁺Mg⁺⁺; 4 - до насыщения.

2. В графе "Проницаемость": Н - низкая, менее 0,1 Д; В - высокая, более 0,1Д.

7. ВЫБОР СРЕДСТВ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ

7.1. Средства очистки бурового раствора от выбуренной породы Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги. Кроме того, в наиболее неблагоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами-флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств.

Выбор оборудования для очистки бурового раствора от шлама производят по рекомендациям [13], приведенным в табл.7.1. Состав оборудования для очистки раствора изменяется по глубине скважины. Следует применять те средства, которые необходимы при бурении значительной части ствола скважины (более 10%). При наличии в разрезе скважины газоносных пластов, вскрываемых на

буровом растворе плотностью 1600 кг/м³ в состав оборудования следует дополнительно включить дегазатор вакуумного типа ДВС-2. Количество средств очистки бурового раствора от шлама определяют по формуле:

$$N = Q/q \quad (7.1)$$

где: **Q** - производительность буровых насосов, м³/с;

q - пропускная способность оборудования, м³/с.

Пропускную способность оборудования принимают равной для вибросита - 0,06 м³/с, для пескоотделителя 1ПКГ и системы ЦСГО - 0,05 м³/с. Остальные средства очистки могут работать периодически и используются в количестве 1шт.

7.2. Задача

Для условий задачи 6.2 произвести выбор оборудования для очистки бурового раствора от шлама по интервалам бурения. Производительность буровых насосов принять равной: в интервале 0 - 400 м - 0,05 м³/с, глубже - 0,03 м³/с.

Таблица 7.1.

Условия применения оборудования для очистки бурового раствора

Разбуриваемые породы	Плотность бурового	Виды средств очистки				
		Вибро-	Пескоот-	Система	Илоот-	Установка
1	2	3	4	5	6	7
Песчаники, доломиты,	1250	+	+	+	+	
	1250-	+	+	+		
Те же с пропластками глин,аргиллитов, мергелей,	1250	+	+	+	+	
	1250-	+		+		
	1400	+		+		
Глины	1250	+	+	+	+	
	1250-	+		+		+

Аргиллиты, алевролиты, известняки	1250	+	+	+	+	
	1250-	+		+		
	1400	+		+		+
Каменная пропластками	1250	+	+	+		
	1250-	+	+	+		
	1400	+		+		
бишофита	1250	+	+	+		
	1250-	+	+	+		
	1400	+		+		
Каменная соль с пропластками	1250	+	+	+	+	
	1250-	+		+		
	1400	+		+		

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. РД 08-200-2008. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. - М.: Госгортехнадзор, 1998. -161 с.
2. Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению Том 2. - М.: Недра, 1985. -191 с.
3. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для ВУЗов. - М.: Недра, 1987. - 304 с.
4. Рябченко В.И Управление свойствами буровых растворов. - М.: Недра, 1990. - 231 с.
5. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк Я.М. Типовые задачи и расчеты в бурении. - М.: Недра, 1982. - 296 с.
6. Башлык СМ., Загибайло Г Т., Зайонц О.Л. Лабораторный практикум по основам гидравлики и промывочным жидкостям. - М.: Недра, 1982.- 156 с.
7. Рязанов Я.А Справочник по буровым растворам. - М.: Недра, 1979.-215 с.
8. Ганджумян Р А Практические расчеты в разведочном бурении -М.: Недра, 1986.-253 с.
9. Борисенко Л.В. Промывочные жидкости и промывка скважин. - М.: МИНХГП, 1981.-87с.
10. Временные технологические регламенты по приготовлению, химической обработке буровых растворов для строительства скважины и растворов для испытания скважин, интенсификации притоков. - Тюмень: ЗапСибБурНИПИ, 1989. -

69 с.

11. РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. - М.: ВНИИБТ, 1987. - 130 с.

12. Инструкция по технологии промывки скважин, обеспечивающей качественное вскрытие продуктивных пластов малоэффективных месторождений Тюменской области. - Краснодар: ВНИИКРнефть, 1987.

13. Методические указания по проектированию промывки скважины. - Краснодар: ВНИИКРнефть, 1984.

14. РД 00137578-001-98. Буровые растворы для строительства пологих и горизонтальных скважин на приготовление, химическую обработку, очистку и природоохранные мероприятия.