Министерство образования Российской Федерации
Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина

В.П. Зозуля, О.К. Ангелопуло, Н.Е. Зозуля, В.В. Головин

«Расчеты при измерении плотности бурового раствора»

Учебное пособие

Направление 21.03.01- Нефтегазовое дело

Профиль подготовки - Бурение нефтяных и газовых скважин

Москва 2021

Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)
Кафедра бурения нефтяных и газовых скважин

В.П. Зозуля, О.К. Ангелопуло, Н.Е. Зозуля, В.В. Головин

Расчеты при измерении плотности бурового раствора

Учебное пособие по направлению подготовки
21.03.01«Нефтегазовоедело».

Профиль подготовки - «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Квалификация выпускника-Бакалавр

Москва 2021

УДК 622.245.42

В.П. Зозуля, О.К. Ангелопуло, Н.Е. Зозуля, В.В. Головин

Расчеты при измерении плотности бурового раствора. Учебное пособие дисциплины «Промывка скважин» по направлению подготовки 21.03.01«Нефтегазовоедело». Профиль подготовки -«Бурение нефтяных и газовых скважин».Квалификация выпускника-Бакалавр.-М.:РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2021.- 65с.

В учебном пособии изложен материал с учётом требований ФГОС(ОС)ВО по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело». Профиль полготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин».Квалификация выпускников-бакалавр.

Издательство второе, дополненное и переработанное

Рецензенты:

1. Заместитель директора центра «Рзработка, эксплуатация месторождений природных газов и бурение скважин» ООО «ВНИИГАЗ», доктор технических наук, профессор Потапов А.Г.

2. Профессор кафедры «Бурение нефтяных игазовых скважин» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, доктор технических наук Подгорнов В.М.

©РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Введение.

Невозможно бурить глубокие скважины в осложненных условиях без контроля дифференциального давления $\boldsymbol{P}_{диф}$:

$$\boldsymbol{P}_{диф} => \boldsymbol{P}_{ст} - \boldsymbol{P}_{пл} \qquad (1)$$

где $\boldsymbol{P}_{диф}$ – допустимое дифференциальное давление; $\boldsymbol{P}_{ст}$ – статистическое давление циркуляционного агента (бурового раствора); $\boldsymbol{P}_{пл}$ – пластовое или поровое давление;

Статистическое давление раствора пропорционально его плотности:

$$\boldsymbol{P}_{ст} = \rho gz \qquad (2)$$

При бурении скважины вскрывают пласты, насыщенные газом, водой, нефтью. Давление жидкости в порах пластов характеризуется величиной коэффициента аномальности, равного отношению пластового давления к статическому давлению столба пресной воды высотой от кровли пласта до желоба, отводящего раствор из скважины в наземную циркуляционную систему:

$$K_a = \frac{P_{pl}}{\rho_B gz} \qquad (3)$$

Давление, при котором происходит гидроразрыв и поглощение раствора, целесообразно характеризовать величиной индекса давления поглощения, равного отношению этого давления к статическому давлению столба воды высотой от кровли "слабого" пласта до уровня начала наземной циркуляционной системы:

$$K_n = \frac{P_{pl}}{\rho_B gz} \qquad (4)$$

Статическое давление, создаваемое буровым раствором на стенки скважины, должно быть несколько больше пластового давления, для того чтобы предотвратить газонефтепроявления (исключения составляет бурение при сбалансированном давлении, которое подробно дается в курсе лекции).

В то же время, давление бурового раствора не должно превышать давления поглощения или разрыва пластов, ибо в противном случав неизбежно возникновения поглощения. Это условие можно выразить следующим образом:

$$\boldsymbol{K}_n > \boldsymbol{\rho}_o > \boldsymbol{K}_a \qquad (5)$$

где $\boldsymbol{\rho}_o$ – относительная плотность бурового раствора, равная отношению плотности этого раствора к плотности пресной воды.

При циркуляции раствора в скважине имеют место гидравлические сопротивления, обуславливающие потери давления в кольцевом пространстве между стенками скважины и колонной труб $\Delta \boldsymbol{P}_k$.Благодаря этому давление на стенки скважины повышается на величину потерь на участке отданной точки ствола до уровня начала наземной циркуляционной системы. Повышение давления эквивалентно увеличению плотности бурового раствора на величину:

$$\Delta\rho = \frac{\Delta P_k}{gz}$$

Эквивалентная плотность бурового раствора при этом составляет:

$$\rho_{экв} = \rho + \frac{\Delta P_k}{gz} \qquad (6)$$

Под действием горного давления в породе на стенке скважины возникают нормальные напряжения, направленные вдоль оси скважины – σ_z , по ее радиусу – σ_r и по касательной к стенке – σ_q . Величина этих напряжений выражается следующими равенствами:

$$\sigma_z = \rho_n gz$$
$$\sigma_r = \rho gz \qquad (7)$$
$$\sigma_q = 2K_b\rho_n gz$$

где ρ_n – средняя плотность горных пород;

K_b – коэффициент бокового распора;

ρ – плотность бурового раствора, заполняющего скважину.

Действующие в породе напряжения могут превысить предел ее прочности и вызвать неупругие деформации, которые у пород проявляются в виде сужения ствола за счет пластического течения, а у хрупких, трещинных – в виде кавернообразования за счет осыпания и обвалов породы со стенок скважины.

Одним из путей сохранения устойчивости стенок скважины является уменьшение действующих в породе напряжении и особенно опасного тангенциального напряжения σ_q.Уменьшение этого напряжения достигается изменением плотности и физико-химической активности бурового раствора. Таким образом, подбором плотности и ионной силы раствора можно снизить темпы разупрочнения горных пород и тем самым предотвратить или уменьшить осложнения в процессе строительства скважины.

Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтево-досодержащих отложений должна определяться для кровли горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.

Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

10 % для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);

5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

. В необходимых случаях в рабочем проекте может устанавливаться большая плотность бурового раствора, но при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

В интервалах, склонных к потере устойчивости стенок ствола и текучести пород, параметры бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок

скважины. При этом противодавление на горизонты в процессе циркуляции не должно превышать давления гидроразрыва пласта для всего интервала совместимых условий бурения.

При бурении с давлением на забое меньшим, чем пластовое давление, депрессия на стенки скважины должна быть не более 15 % эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород).

По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика разрешаются отклонения от требований в следующих случаях:

при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции). Углубление скважины в таких условиях должно осуществляться по плану с комплексом мероприятий по недопущению газонефтепроявлений. План должен быть согласован с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью);

при проектировании и производстве буровых работ со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).

Не разрешается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), закачиваемого в скважину в процессе циркуляции, более чем на ± 0,03 г/см3 от установленной рабочим проектом величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений и осложнений).

Обработка и приготовление бурового раствора производятся в соответствии с рабочим проектом, разработанной рецептурой, инструкциями по безопасной работе с химическими реагентами и (в необходимых случаях) пользоваться защитными средствами.

При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений и прокачивания пачек бурового раствора с повышенной вязкостью и более низкими реологическими свойствами

С целью удаления шламовой подушки в горизонтальном стволе скважины, прокачивания пачек бурового раствора повышенной плотности при гидроочистке ствола скважины от обвального шлама, а также при бурении без выхода циркуляции).

При применении буровых растворов на углеводородной

основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и др.) буровым подрядчиком должны быть разработаны мероприятия по охране труда по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Места, определенные рабочим проектом, где при производстве работ возможно выделение в рабочую зону опасных и вредных газов, должны оборудоваться автоматическими газоанализаторами, при появлении загазованности необходимо выяснить причины и принять меры по ее устранению. При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м3 работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.Температура вспышки раствора на углеводородной основе должна на 50 °С превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины.

Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа, дезактивация шлама при его утилизации должны осуществляться комплексом средств, предусмотренных рабочим проектом на бурение скважины.

Действующие правила бурения в нашей стране требуют выполнения соотношения между относительной плотностью и коэффициентом аномальности в рассматриваемом интервале бурения:

$$\rho_o \leq K_p K_a \qquad (8)$$

где K_p - коэффициента резерва, который выбирается с учетом **Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности**

«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.

ISBN 978-5-9687-0545-7. [5]:

Материалы для повышения плотности.

Плотность, часто являющаяся определяющим фактором при выборе циркуляционного агента, может колебаться от плотности инертного газа до плотности, более чем в 2,5 раза превышающей плотность воды (рис. 1). Для повышения плотности буровых растворов пригодны различные мелкоизмельченные твердые материалы (табл. 1).

Таблица 1

Материалы, используемые для плотности буровых растворов.

Материал	Главный компонент	Плотность, кг/м^3	Твердость по шкале Маоса
Галенит	PbS	7400-7700	2,5-2,7

Гематит	Fe_20_3	4900-5300	5,5-6,5
Магнетит	Fe_30_4	5000-5200	5,5-6,5
Оксид железа (искусст.)	Fe_20_3	4700	-
Ильменит	$FeO \cdot Ti0_2$	4500-5100	5-6
Барит	$BaSO_4$	4200-4500	2,5-3,5
Сидерит	$FeCO_3$	3700-3900	3,5-4,0
Целестит	$SrSO_4$	3700-3900	3,0-3,5
Доломит	$CaCO_3 \cdot MgCO_3$	2800-2900	3,5-4,0
Кальцит	$CaCO_3$	2600-2800	3,0

Совершенно ясно, что плотность утяжелителя имеет определенное значение при его выборе, особенно для буровых растворов очень высокой плотности. Часть объема, которую занимает добавляемое твердое вещество, является одним из главных факторов, ограничивающих его использование. На рис.2 показано влияние плотности утяжеляющего материала на его содержание в утяжеленных растворов.

Например, для получения плотности бурового раствора 2250кг/м^3 объемная доля утяжелителя плотностью 4200 кг/м^3 должна составить 39,5% по сравнению с 30% при использовании утяжелителя плотностью 5200 кг/м^3.

На выбор вещества в качестве утяжелителя помимо химической инертности и плотности, влияет еще ряд факторов. Прежде всего требуется, что бы вещество имелось в больших количествах. Оно должно так же легко измельчаться до нужного гранулометрического состава и быть сравнительно неабразивным, а также иметь умеренную стоимость, не причинять вреда буровой бригаде и окружающей среде. С учетом всех этих факторов для повышения плотности буровых растворов в США стали пользоваться исключительно баритом.

Буровые растворы приготовленные из наиболее распространенных глин имеют плотность 1150-1250 кг/м^3. Если использовать бетониты, то можно приготовить раствор плотностью 1050-1080 кг/м^3. В объединении "Татнефть" для приготовления растворов используют грубодисперсную "комовую" биклянскую глину. Глины некоторых типов (нефтеаабатская в Средней Азии, ле-прозорская в Краснодарском крае, чесноковская в Оренбургской области и др.) обеспечивают получение бурового раствора плотностью 1400 - 1450 кг/м^3 без применения специальных утяжелителей. В остальных случаях, когда необходим раствор с более высокой плотностью используют добавки инертных порошкообразных материалов-утяжелителей. Однако, нужно помнить, что основное назначение глины – создание структурно-механических свойств. Причем нужно подбирать компоненты бурового раствора таким образом, чтобы получить минимальное содержание твердой фазы.

Утяжелители, используемые в нефтяной и газовой промышленности, в зависимости от плотности подразделяют на три группы.

Первая группа – ρ=3000кг/м^3. К ней относятся материалы низкой плотности (2600-2900 кг/м^3) со сравнительно невысокой гидрофильностью. Это мелкоколлоидные глины, мергели мел, известняки и др. В следствии, инертности

они могут быть введены в раствор в больших количествах, чем глины плотностью до 1700 кг/м^3, но при этом получается высокое содержание твердой фазы, что отрицательно сказывается на эффективности бурения, регулируемости параметров растворов и приводит к перерасходу химических реагентов. На практике с помощью утяжелителей этой группы увеличивают плотность раствора до 1400 - 1500 кг/м^3 при нормальных остальных параметрах. Как показал опыт, выгоднее даже при небольшом утяжелении добавлять небольшие количества высококачественного утяжелителя, чем большое количество низкосортного или малоколлоидные глины.

Вторая группа – ρ=3800-5000 кг/м^3. К ней относятся барит и железистые утяжелители.

Барит – минерал белого цвета, который в чистом виде (без примесей) имеет плотность 4480 кг/м^3, невысокую твердость (3-3,5 по шкале Маоса) и малую абразивность. В нашей стране применяются преимущественно баритовые концентраты производства обогатительных фабрик цветной металлургии и в небольшом количестве баритовые руды. Качество флотационных баритовых концентратов ниже, чем жильного барита или барита,получаемого при гравитационном обогащении чисто баритовых руд. Это объясняется тем, что во флотационном барите содержатся вредные примеси флоторогентов, ухудшающие смачивание его в буровом растворе и вспенивающие раствор, а также водорастворимые соли, тонкодисперсные и глинистые частицы.

Гематит – один из главных железных руд вишнево-красного цвета. Плотность его до 5300 кг/м^3 (без примесей), твердость высокая (5,5-6,5 по шкале Маоса) и высокая абразивность. Применение его ограничено.

Магнетит – представляет собой двойной окисел с содержанием FeO до 31%. Он мало чем отличается от гематита по твердости и плотности, но обладает магнитными свойствами. Применение магнетита ограниченно.

Третья группа – ρ=6000-7000 кг/м^3 и более. К ним относятся ферромарганец, феррофосфор, ферросилиций, но они не получили применения из-за гидролитического разложения железных сплавов с образованием токсичных и взрывчатых продуктов.

Высокие степени утяжеления обеспечивают концентраты свинцовых руд, а так же железисто-мышьяковые руды, при добавлении которых можно получить раствор плотностью 3800 кг/м^3. Вводить эти утяжелители следует в раствор плотностью 2200 кг/м^3 и выше. В ряде районов при бурении скважин, а так же при ликвидации нефтегазопроявлений необходимы буровые растворы плотностью 2700-3000 кг/м^3.

1. Плотность бурового раствора

Плотность бурового раствора ρ_m определяется как отношение массы данной пробы бурового раствора к его объему. Плотность зависит от количества твердой фазы в буровом растворе. Плотность бурового раствора можно определить по формуле:

$$\rho_m = {(M_w + M_s)}/{(V_w + V_s)}$$

где M_w, M_s – масса воды (или нефти) и твердой фазы соответственно

V_w,V_s – объем воды (или нефти) и твердой фазы.

В большинстве случаев ставится задача увеличить или уменьшить плотность бурового раствора. Плотность его можно увеличить, добавив твердую фазу, а уменьшить, разбавив его водой, дизельным топливом или путем аэрированная бурового раствора.

1.1 Расчеты увеличения плотности бурового раствора

Допустим, что M_1, V_1, ρ_1 – соответственно масса, объем и плотность исходного бурового раствора. Для увеличения плотности бурового раствора в него следует добавить твердую фазу. Твердую фазу характеризуют следующие компоненты: M_2, V_2, ρ_2 – масса, объем и плотность добавленной твердой фазы.

В результате добавления твердой фазы мы получит новый буровой раствор, имеющий массу M_3, объем V_3 и конечную плотность ρ_3 .

Отсюда, по закону сохранения массы можно записать, что:

$$M_3 = M_1 + M_2 \qquad (9)$$

и, кроме того

$$V_3 = V_1 + V_2 \qquad (10)$$

Уравнение (10) справедливо только для твердой фазы, которая не растворяется в воде. Для растворимых веществ уравнение (10) не применяется до тех пор, пока не будет насыщения жидкой фазы, после чего добавление твердой фазы приведет к пропорциональному увеличению объема.

Используя определение плотности и уравнения (9) и (10), получим

$$\rho_m = {M_3}/{V_3} = {(M_1 + M_2)}/{(V_1 + V_2)} \qquad (11)$$

откуда:

$$\rho_3 = \frac{V_1\rho_1 + M_2}{V_1 + {M_2}/{\rho_2}} = \frac{\rho_1 + {M_2}/{V_1}}{1 + {M_2}/{(V_1\rho_2)}} \qquad (12)$$

Член ${M_2}/{V_1}$ означает отношение массы утяжелителя, обычно барита к объему исходного бурового раствора. На практике в расчетах используется значение массы, барита (кг) и объема (м^3) исходного бурового раствора.

Введем обозначение

$$X = {M_2}/{V_1} \qquad (13)$$

Подставляя (13) в (12), имеем $\rho_3 = \dfrac{\rho_1 + X}{1 + {X}/{\rho_2}}$. После преобразования этого уравнения получаем следующее соотношение:

$$X = \frac{\rho_3 - \rho_1}{1 - {\rho_3}/{\rho_2}} \qquad (14)$$

Уравнение (14) служит основой для большинства расчетов бурового раствора, включая определение массы твердой фазы, требуемой для повышения плотности бурового раствора от ρ_1 до ρ_3. Поскольку начальная и конечная плотности бурового раствора известны, легко определить значение X.

Для начального объема, составляющего 10 м^3, уравнения (13) и (14) преобразуются в следующее выражение:

$$X = M_2 / V_1 = M_2 / 10 \qquad (15)$$

ТО можно записать

$$M_2 / 10 = (\rho_3 - \rho_1) \Big/ (1 - \rho_3 / 4250) \qquad (16)$$

или

$$M_2 = \frac{4250(\rho_3 - \rho_1)}{4250 - \rho_3} \qquad (17)$$

где M_2 – масса барита, необходимая для изменения плотности бурового раствора от ρ_1 до ρ_3;

ρ_2 – плотность барита, ρ_2 = 4250 кг/м^3 . Поскольку каждый мешок содержит 42.64 кг барита, число мешков:

$$\frac{M_2}{42{,}64} = \frac{996{,}7(\rho_3 - \rho_1)}{4250 - \rho_3} \qquad (18)$$

в уравнениях (17) и (18) ρ_1 и ρ_3 выражены в кг/м^3.

1.2 Расчет увеличения объема бурового раствора в отстойнике в результате добавления барита.

Поскольку мы имеем соотношение:

объем=масса/плотность (19)

то увеличение объема, обуславливаемое добавлением барита, равно объему твердой фазы:

$$V = M_2 / \rho_2 \qquad (20)$$

Учтем соотношение:

$$X = \frac{M_2}{V_1} = \frac{\rho_3 - \rho_1}{1 - \rho_3 / \rho_2}$$

Из уравнения (20) найдем:

$$M_2 = \frac{V_1 \rho_2 (\rho_3 - \rho_1)}{\rho_2 - \rho_3} \qquad (21)$$

Подставляя (21) в (20) получим:

$$V_2 = \frac{V_1(\rho_3 - \rho_1)}{\rho_2 - \rho_3} \qquad (22)$$

Для начального объема, составляющего 10м^3, уравнение (22) преобразуется к виду:

$$V_2 = 10(\rho_3 - \rho_1) / (4250 - \rho_3) \qquad (23)$$

<u>Пример 1.</u> Определить количество барита требуемого для изменения плотности бурового раствора от 1500 до 2000 кг/м^3 . Рассчитать увеличение объема бурового раствора в отстойнике, обусловленное добавлением такого количества барита для начального объема бурового раствора 10 м^3. Исходя из начального объема бурового раствора 10 м^3, находим:

$$M_2 = \frac{425000(\rho_3 - \rho_1)}{(4250 - \rho_3)} = \frac{425000(2{,}0 - 1{,}5)\cdot 10^3}{(4250 - 2{,}0)\cdot 10^3} = 9444 \text{ кг}$$

Число мешков = 9444/42,64=222.

Увеличение объема можно так же определить с помощью уравнения (23).

<u>Пример 2.</u> Определить плотность бурового раствора на водной основе, массовая плотность бентонита в котором составляет 5%. Плотность бентонита 2500 кг/м^3.

Решение. Уравнение (11) можно записать в виде:

$$\rho_3 = {(M_1 + M_2)}/{(V_1 + V_2)}$$

В данном случае имеем: масса воды M_1 = 95%, например 95 кг, а масса бентонита M_2 = 5%, или 5кг. Кроме того, можно записать:

объем воды: $V_1 = {M_1}/{\rho_1} = \left({95}/{1000}\right)$м^3

бентонита: $V_2 = {M_2}/{\rho_2} = \left({5}/{2500}\right)$ м^3

Отсюда находим плотность раствора.

$$\rho_3 = \frac{95 + 5}{\left({95}/{1000}\right) + \left({5}/{2500}\right)} = 1031 \text{ кг/ м}^3$$

1.3 Расчет снижения плотности бурового раствор.

Плотность бурового раствора можно уменьшить, добавив воду или дизельное топливо или аэрируя буровой раствор. Приводится расчет объема жидкости требуемой для того, чтобы снизить плотность от ρ_1 до ρ_3.

Пусть $$X = {M_2}/{V_1} = {\rho_2 V_2}/{V_1} \qquad (24)$$

где M_2 – требуемая масса воды (или нефти);

V_1 – начальный объем бурового раствора.

Следовательно, уравнение (14) можно записать в виде

$$X = \frac{\rho_2 V_2}{V_1} = \frac{\rho_3 - \rho_1}{1 - {\rho_3}/{\rho_2}},$$

откуда: $$V_2 = \frac{V_1 \rho_2}{\rho_2}\,\frac{\rho_3 - \rho_1}{\rho_2 - \rho_3} = V_1\,\frac{\rho_3 - \rho_1}{\rho_2 - \rho_3} \qquad (25)$$

Очевидно, уравнение (25) аналогично уравнению (22), выведенному для расчета увеличения объема бурового раствора в отстойнике.

Если добавляется вода плотностью ρ_2 =1000 кг/м^3, то уравнение (25) приобретает вид:

$$V_w = V_1 \frac{\rho_3 - \rho_1}{1000 - \rho_3},$$

где V_w – объем воды, необходимый для снижения плотности бурового раствора. Поскольку $\rho_1 > \rho_3$, то уравнение удобно записать как

$$V_w = V_1 \frac{\rho_1 - \rho_3}{\rho_3 - 1000} \qquad (26)$$

Ниже приводится другой вариант уравнения (26), встречающийся в ряде работ:

$$\rho_3 = \frac{\rho_1 + 1000 V_w / V_1}{1 + V_w / V_1}$$

Из уравнения (25) можно вывести следующее соотношение:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{\rho_1 - \rho_3}{\rho_3 - \rho_2} \qquad (27)$$

Кроме того, поскольку $V_1 = V_3 - V_2$, то выражение (27) преобразуется к виду

$$\frac{V_2}{V_3 - V_2} = \frac{\rho_1 - \rho_3}{\rho_3 - \rho_2},$$

откуда

$$V_2 (\rho_3 - \rho_2 + \rho_1 - \rho_3) = V_3 (\rho_1 - \rho_3),$$

или

$$\frac{V_2}{V_3} = \frac{\rho_1 - \rho_3}{\rho_1 - \rho_2} \qquad (28)$$

На практике следует пользоваться уравнением (25).

Пример 3. Требуется снизить плотность бурового раствора от 3000 кг/м^3 до 2700 кг/м^3, чтобы предотвратить поглощение. Рассчитать объемы воды и нефти, необходимые для снижения плотности бурового раствора. Кроме того, в случае использования нефти рассчитать содержание нефти (%) в буровом растворе, если начальный объем бурового раствора составляет 100 м^3 . Плотность нефта 823 кг/м^3.

Решение. Из уравнения (25) находим:

$$V_2 = V_1 \frac{\rho_3 - \rho_1}{\rho_2 - \rho_3} = V_1 \frac{\rho_1 - \rho_3}{\rho_3 - \rho_2}$$

Имеем для воды ρ_2 = 1000 кг/м^3, ρ_3 = 2700 кг/м^3, ρ_1 = 3000 кг/м^3, V_1 =100 м^3, для нефти ρ_2 = 823 кг/м^3.

Следовательно, объем воды

$$V_w = \frac{100(3000 - 2700)}{(2700 - 1000)} = 17{,}65 \text{ м}^3$$

а объем нефти

$$V_{oil} = \frac{100(3000 - 2700)}{(2700 - 823)} = 15{,}98 \text{ м}^3$$

Содержание нефти в буровом растворе равно отношению объема нефти к суммарному объему нового раствора, или

$$\frac{15{,}98}{100 + 15{,}98} \cdot 100 = 13{,}8\,\%$$

2. Концентрация компонентов в буровом растворе.

В настоящее время большинство материалов, используемых в буровых растворах, поставляется в виде порошков, хорошо растворимых или легко диспергируемых в жидкости, которая служит основой бурового раствора. Чаще всего эти материалы вводят в раствор в их товарном виде. Поскольку на упаковке материалов обычно указывается их масса, всегда известен объем приготавливаемого, обрабатываемого или утяжелённого бурового раствора, удобнее всего для практических целей выражать концентрацию материала в буровом растворе в килограммах товарного продукта на 1 $м^3$ обработанного раствора: n, $кг/м^3$.

Некоторые реагенты и добавки в товарном виде представляют собой жидкости. В таком случае концентрацию жидкой добавки в обработанном растворе выражают в объемных процентах: m, % об.

2.1. Расчет величины "выхода" глинистого раствора из 1 тонны глинопорошка.

Выходом глинистого раствора называется объем раствора стандартной вязкости, который можно приготовить из 1000 кг глинопорошка. За стандарт принимают эффективную вязкость $\eta_{эф}$=20 мПа·с или (иногда) условную вязкость УВ=25 с.

Стандартная методика оценки качества глинопорошка предусматривает приготовление по особой методике нескольких проб глинистого раствора. Все пробы содержат 400 $см^3$ воды, но разные навески глинопорошка.

По окончании приготовления растворов измеряют с помощью ротационного вискозиметра эффективную вязкость каждой пробы раствора. Затем строят график зависимости логарифма эффективной вязкости от массы глинопорошка в растворе: $\lg \eta_{эф}=f(Q_г)$.

По графику находят массу глинопорошка $Q_г$, соответствующую значению $\lg \eta_{эф}$= 1,3 (lg20 = 1,3).

Зная содержание воды и глины в растворе, имеющем эффективную вязкость $\eta_{эф}$=20 мПа·с, и пользуясь уравнениями материального баланса, рассчитывают величину «выхода» раствора.

При приготовлении глинистого раствора справедливы уравнения материального баланса:

баланс масс: $Q_г+Q_в=Q_р$ (29)

баланс объёмов: $У_г+V_в=V_р$ (30)

Последнее уравнение можно выразить через массу компонентов и их плотность:

$$Q_г/\rho_г+ Q_в/\rho_в= Q_р/\rho_р \qquad (30')$$

В этих уравнениях:

$Q_г,Q_в,Q_р$ – масса глины, воды и глинистого раствора соответственно;

$V_г,V_в,V_р$ – объём глины, воды, глинистого раствора;

$\rho_г$, $\rho_в$, $\rho_р$ – плотность глины, воды, глинистого раствора.

В результате проведения опыта по оценке выхода раствора известно:

– содержание воды в пробе раствора V,= 400 см^3,

– содержание глины в пробе раствора стандартной вязкости $\eta_{эф}$=20 мПа·с:

$$Q_г = Q_{20}$$

Плотность глины принимается равной $\rho_г$ = 2600 кг/м^3.

Плотность воды при испытании бентонитовых и каоленит-гидрослюдистых глинопорошков принимается равным р= 1000 кг/м^3, а при испытании палыгорскитовых глинопорошков – $\rho_в$ = 1200 кг/м^3 (насыщенный раствор NaCl).

Если из Q_{20} кг глины получилось $V_р$ м^3 глинистого раствора, то из 1000 кг глины должно получиться X м^3 раствора стандартной вязкости.

Следовательно,

$$X = 1000 \cdot V_р / Q_{20} \qquad (31)$$

Значение $V_р$ выразим через $V_в$, $Q_г$, $\rho_г$.

Пользуясь уравнениями (30) и (30’):

$$V_р = V_в + Q_{20} / \rho_г \qquad (32)$$

Подставив в равенство (31) значение $V_р$ из (32) получим:

$$X = 1000 \cdot (V_в / Q_{20} + 1 / \rho_г)$$

Приняв во внимание, что $V_в$ = 0,4·10^{-3} м^3 и $\rho_г$ = 2600 кг/м^3, получим выражение для определения выхода глинистого раствора из 1000 кг глинопорошка:

$$X = 0{,}4/Q_г + 0{,}358$$

Второй член правой части равенства по абсолютной величине значительно меньше первого. Округление до 0,4 даёт при расчёте ошибку во втором знаке после запятой, что практически не влияет на оценку качества глинопорошка. Поэтому, приняв $1/\rho_г$ = 0,4 получим:

$$X = 0{,}4(1/Q_г + 1),\ м^3/1000\ кг\ или\ м^3/т \qquad (33)$$

В этой формуле Q_{20} – найденная по графику lg $\eta_{эф}$=f($Q_г$) масса глинопорошка в растворе стандартной вязкости.

<u>Пример 1.</u> При определении по стандартной методике величины выхода глинистого раствора из бентонитового глинопорошка установили, что для получения глинистого раствора с эффективной вязкостью $\eta_{эф}$=20 мПа·с содержание глины в пробе раствора должно составить Q_{20}=0,07 кг. Рассчитать выход глинистого раствора на 1 тонну глинопорошка и определить его марку.

$$X = 0{,}4\ (1/Q_г + 1) = 0{,}4\ (1/0{,}07 + 1) = 6{,}1\ м^3/т$$

Согласно приложения, глинопорошок соответствует марке ПБД.

2.2 Расчёт массы глинопорошка, необходимой для приготовления заданного объема глинистого раствора.

Если точно известна величина выхода глинистого раствора из 1 т глинопорошка, то количество его, необходимое для приготовления V м^3 глинистого раствора стандартной вязкости, определяется по формуле:

$$Q_г = V/X,\ т \qquad (34)$$

<u>Пример 2.</u> Определить расход глинопорошка марки ПБД с выходом X =6,1 м^3/т для приготовления 160 м^3 пресного глинистого раствора стандартной вязкости.

$$Q_г = V/X = 160/6{,}1 = 26{,}2\ т$$

Если точное значение выхода глинистого раствора из 1 т. глинопорошка неизвестно, то для расчета нужно знать плотность глинистого раствора, имеющего стандартную вязкость.

За стандартное значение вязкости принимают, как было сказано выше, эффективную вязкость $\eta_{эф}$=20 мПа·с. Если из-за отсутствия ротационного вискозиметра измерить эффективную вязкость глинистого раствора невозможно, то за стандартное принимают значение условной вязкости, равное УВ = 25 с.

При известной плотности раствора стандартной вязкости уравнения материального баланса для 1 м^3 глинистого раствора:

Баланс масс: $q_г + q_в = \rho_{ст}$

Баланс объёмов: $q_г / \rho_г + q_в / \rho_в = 1$

Решение системы уравнений даёт следующую расчетную формулу для определения массы глины, необходимой для приготовления 1 м^3 глинистого раствора стандартной вязкости:

$$q_г = \frac{\rho_г(\rho_{ст} - \rho_в)}{\rho_г - \rho_в}, \text{ кг/м}^3 \qquad (35)$$

Масса глинопорошка для приготовления V м^3 глинистого раствора стандартной вязкости определяется по формуле:

$$Q_г = \frac{\rho_г(\rho_{ст} - \rho_в)\cdot V}{\rho_г - \rho_в}, \text{ кг} \qquad (36)$$

<u>Пример 3.</u> Определить количество альметьевского глинопорошка, необходимое для приготовления V=120 м^3 глинистого раствора стандартной вязкости, если такой раствор имеет плотность $\rho_{ст}$ =1150 кг/м^3. Плотность глины $\rho_г$ =2650 кг/м^3 . Раствор готовят на пресной воде с плотностью $\rho_в$ =1000 кг/м^3 .

$$Q_г = \frac{\rho_г(\rho_{ст} - \rho_в)\cdot V}{\rho_г - \rho_в} = \frac{2650(1150 - 1000)\cdot 120}{2650 - 1000} = 28{,}9 \text{ т}$$

2.3 Приближенные методы расчёта "выхода" глинистого раствора из 1т глины.

При отсутствии ротационного вискозиметра и недостатке времени величину "выхода" раствора из 1т глины можно определить приближенно. Для этого нужно приготовить раствор с условной вязкостью УВ= 40-45 с. Разделить этот раствор на несколько проб объёмом не менее 700 см^3 и разбавить пробы, кроме одной, различными количествами воды. Разбавление должно быть таким, чтобы наиболее сильно разбавленная проба имела условную вязкость УВ ≈ 20 с.

У всех проб раствора измеряют условную вязкость и плотность. Плотность растворов измеряют с помощью рычажных весов с точностью до 1 кг/м^3. Затем строят график зависимости УВ=f(P) и по этому графику находят плотность раствора, соответствующую условной вязкости 25 с – ρ_{25}.

Формула (35) выражает массу глины в 1 м^3 глинистого раствора стандартной вязкости. Величина 1000/$q_г$ показывает количество кубических метров глинистого раствора, которое приходится на 1000 кг глины, т.е. величину "выхода" раствора:

$$X = \frac{1000}{q_г} = \frac{1000(\rho_г - \rho_в)}{\rho_г(\rho_{25} - \rho_в)}, \text{ м}^3/\text{т} \qquad (37)$$

Пример 4. Лабораторными опытами установлено, что пресный глинистый раствор из каолинит-гидрослюдистого глинопорошка при условной вязкости УВ=25 с имеет плотность ρ_{25} =1135 кг/м^3 . Рассчитать "выход" глинистого раствора из 1 т глинопорошка, приняв среднюю плотность глины равной $\rho_г$ =2600 кг/м^3.

$$X = \frac{1000(\rho_г - \rho_в)}{\rho_г(\rho_{25} - \rho_в)} = \frac{1000(2600 - 1000)}{2600(1135 - 1000)} = 4{,}56 \text{ м}^3/\text{т}$$

Согласно приложению 1, глинопорошок соответствует марки ПКГД.

Приближенная оценка содержания глины в глинистом растворе.

Если разделить равенство (35) на плотность глины, то в итоге получим выражение, характеризующее объемную долю глины в глинистом растворе стандартной вязкости. Это выражение можно использовать для приближенной оценки объемной концентрации легкой твердой фазы (глина + выбуренная порода) неутяжеленных глинистых растворах. Для этого $\rho_{ст}$ следует заменить фактической плотностью глинистого раствора. Чтобы выразить объемную концентрацию в процентах, нужно умножить полученное выражение на 100:

$$C_{об} = \frac{q_г}{\rho_г}100 = \frac{\rho - \rho_в}{\rho_г - \rho_в} \cdot 100, \text{ \% об} \qquad (38)$$

Пример 5. Определить объемную концентрацию легкой твердой фазы в пресном глинистом растворе, имеющим плотность р= 1190 кг/м3. Плотность фильтрата этого раствора ρ = 1000 кг/м^3. При расчете принять среднюю плотность легкой твердой фазы $\rho_г$ =2700 кг/м^3.

$$C_{об} = \frac{\rho - \rho_в}{\rho_г - \rho_в} \cdot 100 = \frac{1190 - 1000}{2700 - 1000} \cdot 100 = 11{,}2 \text{ \%}$$

Оценка плотности глинистого раствора стандартной вязкости при известной величине "выхода" раствора из 1 т. глины.

Если известна марка глинопорошка или величина «выхода» раствора из 1т глины и необходимо оценить величину плотности глинистого раствора стандартной вязкости, приготовленного из этого глинопорошка, то можно воспользоваться равенством (37). Из этого равенства можно выразить величину ρ_{25} , приняв её за плотность раствора стандартной вязкости:

$$\rho_{ст} = \rho_в + \frac{1000(\rho_г - \rho_в)}{X\rho_г} \qquad (39)$$

Пример 6. На склад бурового предприятия поступил глинопорошок марки ПБГ. Определить, какую плотность будет иметь глинистый раствор стандартной вязкости, приготовленный из этого глинопорошка на пресной воде.

Согласно приложения, глинопорошок марки ПБГ имеет выход раствора из 1т материала не менее 8 м^3/т, но не более 12 м^3/т . Следовательно:

$$\rho_{ст} = \rho_в + \frac{1000(\rho_г - \rho_в)}{X\rho_г} = 1000 + \frac{1000(2600 - 1000)}{(8 + 12)2600} = 1077 + 1051 \text{ кг/м}^3$$

2.4 Расчёты необходимого количества химических реагентов при обработке буровых растворов.

При химической обработке буровых растворов реагенты можно вводить в раствор либо в товарном виде, либо после предварительного растворения. Кроме того, в раствор могут быть введены жидкие добавки в товарном виде.

Предварительное растворение реагентов необходимо в тех случаях, когда реагенты поставляются не в виде тонкодисперсного порошка, а в виде пасты, крупных труднорастворимых хлопьев или кусков.

Обработка бурового раствора водным раствором реагента имеет ряд достоинств:

– жидкий реагент легче распределить равномерно по всему объёму циркулирующего раствора;

– действие растворенного реагента на буровой раствор проявляется быстрее;

– исключаются потери неполностью растворённого реагента на сетках вибросита.

Обработка растворёнными реагентами может быть полезна при бурении глинистых пород с промывкой неутяжеленным глинистым раствором. Вода, содержащаяся в растворе реагента, разбавляет буровой раствор, уменьшая концентрацию твёрдой фазы.

При промывке утяжелённым буровым раствором использование растворённых химических реагентов нежелательно. Большой объём воды, которая попадает в утяжеленный раствор вместе с реагентом, понижает плотность бурового раствора и обусловливает необходимость его доутяжеления для восстановления первоначальной плотности. По этой причине утяжелённые растворы целесообразно обрабатывать порошкообразными реагентами, вводимыми в товарном виде.

2.5 Расчёты при обработке твёрдыми реагентами.

Поскольку при обработке буровых растворов концентрация химического реагента редко превышает 20 кг/м^3, объём раствора при вводе реагента увеличивается незначительно. Это обстоятельство даёт основание приближённо понять, что объём раствора при вводе твёрдого реагента остаётся постоянным.

Если концентрация твёрдого реагента в обработанном буровом растворе должна составить n кг/м^3, а объём раствора равен V м^3, то масса реагента необходимая для обработки, будет равна:

$$Q=nV, \text{ кг} \qquad (40)$$

В лабораторных условиях объём бурового раствора удобнее выражать в см^3, а концентрацию реагентов – г/л. Тогда с учетом этих единиц измерения формула (40) примет вид:

$$Q=\frac{nV}{1000}, \text{ г} \qquad (40)$$

При подборе в лаборатории концентрации химических реагентов для придания раствору требуемых свойств часто возникает необходимость увеличить концентрацию реагента от n до n_1. Объём пробы раствора, который

первоначально был равен V см^3 в результате потерь при измении параметров может уменьшиться до V'.

Масса реагента, которая должна присутствовать в обработанном растворе после увеличения концентрации до n_1 г/л , равна $\frac{n_1 V'}{1000}$, г. Масса реагента, уже присутствующего в растворе – *n V'/1000*, г.

Дополнительное количество твёрдого реагента, необходимое для повторной обработки, составит:

$$\Delta Q = (n_1 - n)V'/1000, \text{ г} \qquad (41)$$

<u>Пример 7.</u> Определить количество кальцинированной соды, необходимое для обработки 90 м^3 бурового раствора, если концентрация реагента в обработанном растворе должна быть n=0,5 кг/м^3 .

Реагент вводится в твёрдом виде.

$$Q=nV=0{,}5\cdot 90=45 \text{ кг}$$

<u>Пример 8.</u> При проведении лабораторных опытов по подбору рецептуры химической обработки бурового раствора была выбрана концентрация УЩР n=5 г/л. Объём пробы раствора V =900 см^3. Определить массу реагента, необходимого для обработки раствора.

$$Q = \frac{nV}{1000} = \frac{5\cdot 900}{1000} = 4{,}5 \text{ г}$$

При измерении параметров обработанного раствора было обнаружено , что свойства раствора ещё не соответствует требуемым. Было принято решение увеличить концентрацию УЩР в растворе до n=10 г/л. Объём пробы раствора из-за потерь при измерении параметров уменьшился до V=800 см^3. Определить количество реагента для повторной обработки.

$$\Delta Q' = \frac{(n_1 - n)V'}{1000} = \frac{(10-5)\cdot 800}{1000} = 4 \text{ г}$$

<u>2.6 Расчёты при обработке реагентами, вводимыми в растворённом виде.</u>

Если реагенты предварительно растворяют в воде и в глинистый раствор вводят растворённый реагент, то объём глинистого раствора в результате такой обработки увеличивается. Чтобы концентрация твердого реагента в обработанном растворе соответствовала заданной, необходимо учитывать это увеличение объёма раствора.

Если объём исходного раствора, подлежащего обработке, равен V м^3 (см^3), концентрация твердого реагента в обработанном растворе – n кг/м^3 (г/л) и концентрация твердого реагента в его водном растворе равна C кг/м^3 (г/л), то объём водного раствора реагента V м^3 (см^3) можно найти на основе следующих рассуждений.

Объём глинистого раствора после обработки составит (V+ν) м^3. В этом объеме содержится (V+ν)n кг твердого реагента. Такая же масса реагента содержится в объеме водного раствора реагента, вводимом в глинистой раствор, но её можно выразить через концентрацию реагента в его водном растворе CV, кг. С учётом равенства масс можно записать

$$(V+v)n=cV$$

откуда

$$V=nv/(c-n) \qquad (42)$$

Предположим, необходимо увеличить концентрацию реагента до n_1, кг/м^3 путём ввода в глинистый раствор дополнительного объёма водного раствора реагента, имеющего концентрацию С кг/м^3.

Если объём глинистого раствора, подлежащего дополнительной обработке, равен V_1, а необходимый объем водного раствора реагента составляет ΔV, то масса твердого реагента в обработанном растворе после повторной обработки будет равна $(V_1+V)n_1$. В объеме V_1 уже содержится реагент, масса которого равна nV_1.

Дополнительная масса твердого реагента, которая должна быть введена в глинистый раствор, составляет $(\nu_1+\Delta\nu)n_1-nV_1$. Эта масса твердого реагента содержится в объеме V, его водного раствора, следовательно:

$$(V_1+\Delta\nu)n_1-nV= c\Delta\nu$$

Из этого выражения получаем расчетную формулу:

$$\Delta\upsilon = \frac{(n_1-n)V_1}{c-n_1} \qquad (43)$$

Если для повторной обработки используют водный раствор с концентрацией C_1 кг/м^3, то формула (43) принимает вид:

$$\Delta\upsilon = \frac{(n_1-n)V_1}{c_1-n_1} \qquad (43)$$

<u>Пример 9.</u> Буровой раствор объёмом 130 м^3 обрабатывают карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ-600). Реагент предварительно растворяют в воде, приготавливая раствор с концентрацией С=100 кг/м^3. Содержание твёрдого реагента в обработанном растворе должно составить n=7 кг/м^3. Определить объем раствора реагента, необходимой для первичной обработки глинистого раствора.

$$\upsilon = \frac{nV}{c-n} = \frac{7\cdot 130}{100-7} = 9{,}8 \text{ м}^3$$

При выравнивании свойств раствора обнаружили, что концентрация реагента недостаточна, и было принято решение провести дополнительную обработку тем же реагентом, доведя концентрацию КМЦ до n_1=10 кг/м^3. При первичной обработке было обнаружено, что раствор КМЦ-600 с концетрацией С=100 кг/м^3 имеет очень высокую вязкость, затрудняющую равномерный ввод реагента в глинистый раствор. Поэтому для дополнительной обработки приготовили раствор КМЦ с концентрацией C_1=70 кг/м^3.Определить объём раствора КМЦ-600, необходимый для дополнительной обработки, если объём, подлежащий обработке составляет вследствие потери некоторого количества глинистого раствора V_1=137 м^3.

$$\Delta\upsilon = \frac{(n_1-n)V_1}{c_1-n_1} = \frac{(10-7)\cdot 137}{70-10} = 6{,}85 \text{ м}^3$$

2.7 Расчёты при обработке жидкими добавками, концентрация которых выражена в объёмных процентах.

Если в буровой раствор вводят жидкую добавку, концентрация которой в обработанном растворе должна быть равна m % об., то после обработки объём раствора составит (V+ν). Объём жидкой добавки должен быть равен:

$$\upsilon = \frac{(V+\upsilon)m}{100},$$

откуда

$$\upsilon = \frac{mV}{100-m} \qquad (45)$$

Следует обратить внимание на то, что формула (45) подобна формуле (42).

Из формулы (42) легко получить формулу (45), если принять C=100 и заменить n на m.

При увеличении концентрации добавки до m_1 её объём в обработанном растворе должен быть равен: $\frac{V_1+\Delta\nu}{100}\cdot m_1$. Поскольку в объёме V_1 уже содержится добавка, объём которой равен $\frac{V_1}{100}\cdot m$, дополнительный объём добавки определится как разность двух объёмов:

$$\Delta\upsilon = \frac{(V_1+\Delta\upsilon)m_1}{100} - \frac{V_1 m}{100},$$

откуда

$$\Delta\upsilon = \frac{(m_1-m)V_1}{100-m_1} \qquad (46)$$

<u>Пример 10.</u> В глинистый раствор объёмом 200 м^3 необходимо ввести нефть в качестве смазочной добавки. Концентрация нефти в обработанном растворе должна

Составить m=5 % об. Определить объём нефти, необходимой для обработки раствора.

$$\upsilon = \frac{mV}{100-m} = \frac{5\cdot 200}{100-5} = 10{,}5 \text{ м}^3$$

Спустя некоторое время, было решено увеличить концентрацию нефти до 8% об. К моменту начала дополнительной обработки объём глинистого раствора составил V_1=205 м^3. Определить объём нефти для дополнительной обработки.

$$\Delta\upsilon = \frac{(m_1-m)V_1}{100-m_1} = \frac{(8-5)\cdot 205}{100-8} = 6{,}7$$

2.8 Расчёты при одновременной обработке глинистого раствора двумя, тремя или большим количеством реагентов.

Обработку двумя реагентами, которые вводятся в твёрдом виде:

Поскольку было сделано допущение о том, что при вводе твёрдых реагентов объём раствора не меняется, массу реагентов, вводимых в раствор, можно определить по формулам:

$$Q_1=n_1V \quad \text{и} \quad Q_2=n_2V, \text{ кг} \qquad (47)$$

В которых n_1 и n_2 – концентрации реагентов в обработанном растворе, кг/м^3.

V– исходный объём раствора, м^3

Для лабораторных условий, когда объём раствора выражается в см^3, а концентрация реагентов – в г/л, формулы принимают вид:

$$Q_1=n_1V/1000 \quad \text{и} \quad Q_2=n_2V/1000, \text{ кг} \qquad (48)$$

<u>Пример 11.</u> При подборе рецептуры химической обработки глинистого раствора в лаборатории решено обработать раствор кальцинированной содой и углещелочным реагентом. Оба реагента вводятся в товарном (твёрдом) виде.

Концентрация Na_2CO_3 в обработанном растворе должна составить n_1=0,7 г/л, концентрация УЩР – n_2=15 г/л. Объём пробы исходного раствора V=800 см^3. Определить массу реагентов, необходимую для обработки глинистого раствора.

Расход кальцинированной соды:

$$Q_1=n_1V/1000=0,7\cdot 800/1000=0,56 \text{ г}$$

Расход УЩР:

$$Q_2=n_2V/1000=15\cdot 800/1000=12 \text{ г}$$

2.9 Обработка двумя реагентами, которые вводятся после предварительного растворения.

Исходный объём раствора – V, м^3. Концентрация твёрдых реагентов в обработанном растворе: n_1,n_2 кг/м^3. Реагенты вводятся в виде растворов с концентрациями соответственно C_1 и C_2 кг/м^3. Объёмы водных растворов реагентов, необходимых для обработки: ν_1 ,ν_2 .

Объём глинистого раствора после обработки:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)$$

Масса первого реагента в этом объёме:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)\cdot n_1$$

Это количество реагента должно содержаться в объёме ν_1 . Оно составляет $c_1\nu_1$.

Приравниваем два выражения, характеризующих одну и ту же массу твёрдого реагента:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)\cdot n_1=c_1\upsilon_1 \qquad (48)$$

Аналогичное равенство записываем и для второго реагента:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)\cdot n_2=c_2\upsilon_2 \qquad (48')$$

Решение системы двух уравнений (48) и (48’) приводит к следующим расчётным формулам:

$$\upsilon_1=\frac{n_1c_2V}{c_1c_2-n_1c_2-c_1n_2}; \qquad \upsilon_2=\frac{c_1n_2V}{c_1c_2-n_1c_2-c_1n_2} \qquad (49)$$

Размерность результата зависит от размерности V. Если объём раствора выражен в м^3, то и результат, вычисленный по формуле (49), тоже будет иметь размерность м^3.

<u>Пример 12.</u> В наземной циркуляционной системе и в скважине находится глинистый раствор, объём которого равен V=150 м^3. Определить объёмы водных растворов каустической соды NaOH и феррохромлигносульфаната (ФХЛС), необходимые для обработки раствора, если концентрация твердых реагентов в обработанном растворе должна составить: NaOH – n_1 =2 кг/м^3, ФХЛС – n_2 =15

кг/м^3. Концентрации водных растворов реагентов соответственно равны: C_1=244 кг/м^3 и C_2=300 кг/м^3.

Объём раствора NaOH:

$$\upsilon_1 = \frac{n_1 c_2 V}{c_1 c_2 - n_1 c_2 - c_1 n_2} = \frac{2 \cdot 300 \cdot 150}{244 \cdot 300 - 2 \cdot 300 - 15 \cdot 244} = \frac{90000}{68940} = 1{,}3 \text{ м}^3$$

Поскольку в формулах (49) знаменатель один и тот же, объём раствора ФХЛС, необходимый для обработки:

$$\upsilon_2 = \frac{c_1 n_2 V}{c_1 c_2 - n_1 c_2 - c_1 n_2} = \frac{244 \cdot 15 \cdot 150}{689{,}4 \cdot 100} = 7{,}96 \text{ м}^3$$

2.10 Обработка жидкими добавками, концентрация которых в обработанном растворе выражена в процентах по объёму.

Исходный объём глинистого раствора – V м^3. Концентрация жидких реагентов в обработанном растворе m_1 и m_2. Объёмы жидких добавок ν_1 и ν_2 .

Объём глинистого раствора после обработки:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)$$

Объём первой жидкой добавки, необходимой для обработки:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)\cdot m_1/100= \upsilon_1 \qquad (50)$$

Объём второй добавки:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)\cdot m_2/100= \upsilon_2 \qquad (50')$$

Решение систем уравнений (50) и (50’) даёт расчётные формулы для определения объёма жидких добавок:

$$\upsilon_1 = \frac{m_1 V}{100 - m_1 - m_2}; \qquad \upsilon_2 = \frac{m_2 V}{100 - m_1 - m_2} \qquad (51)$$

<u>Пример 13.</u> Глинистый раствор, загустевший в результате обогащения твёрдой фазой при бурении, было решено разбавить водой и после разбавления ввести в раствор нейтрализатор сероводорода Т-94. Концентрация воды при разбавлении: m_1=5%, концентрация Т-94 m_2=3%. Исходный объем раствора V=120 м^3. Определить объем необходимых добавок.

Объём воды для разбавления:

$$\upsilon_1 = \frac{m_1 V}{100 - m_1 - m_2} = \frac{5 \cdot 120}{100 - 5 - 3} = 6{,}25 \text{ м}^3$$

Объём нейтрализатора сероводорода Т-94:

$$\upsilon_2 = \frac{m_2 V}{100 - m_1 - m_2} = \frac{3 \cdot 120}{100 - 5 - 3} = 3{,}91 \text{ м}^3$$

2.11 Обработка двумя реагентами, один из которых вводится после предварительного растворения, а второй представляет собой жидкую добавку.

В этом случае исходные уравнения имеют вид:

Для реагента, вводимого в виде водного раствора:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)\cdot n_1= c_1\upsilon_1; \qquad (52)$$

Для жидкой добавки:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2)\cdot m_2/100= \upsilon_2 \qquad (52')$$

Решение системы уравнений (52) и (52’) позволяют получить расчётные формулы:

$$\upsilon_1 = \frac{100 n_1 V}{100 c_1 - 100 n_1 - c_1 m_2}; \qquad \upsilon_2 = \frac{c_1 m_2 V}{100 c_1 - 100 n_1 - c_1 m_2} \qquad (53)$$

<u>Пример 14.</u> Глинистый раствор, исходный объём которого равен 90 м^3, обрабатывают одновременно жидким стеклом и карбоксилметилцеллюлозой. Жидкое стекло вводится в товарном виде, КМЦ - в виде водного раствора с концентрацией С=70 кг/м^3. Концентрация твердой КМЦ в обработанном растворе должна составить n_1=10 кг/м^3; концентрация жидкого стекла m_2=5% по объёму. Определить объёмы реагентов, необходимые для обработки глинистого раствора.

Объём раствора КМЦ:

$$\upsilon_1 = \frac{100 n_1 V}{100 c_1 - 100 n_1 - c_1 m_2} = \frac{100 \cdot 10 \cdot 90}{100 \cdot 70 - 100 \cdot 10 - 70 \cdot 5} = \frac{900 \cdot 10^2}{56{,}5 \cdot 10^2} = 15{,}9 \text{ м}^3$$

Объём товарного жидкого стекла:

$$\upsilon_2 = \frac{c_1 m_2 V}{100 c_1 - 100 n_1 - c_1 m_2} = \frac{70 \cdot 5 \cdot 90}{100 \cdot 70 - 100 \cdot 10 - 70 \cdot 5} = \frac{315 \cdot 10^2}{56{,}5 \cdot 10^2} = 5{,}6 \text{ м}^3$$

2.12 Обработка глинистого раствора двумя реагентами, один из которых вводится в виде водного раствора, а другой – в твёрдом виде.

В этом случае объём бурового раствора увеличивается только за счёт реагента, вводимого в виде водного раствора. Реагент, вводимый в твёрдом виде, на объем раствора не влияет.

Объем водного раствора первого реагента определяется по формуле (42), а масса твёрдого реагента – по формуле :

$$Q_2 = n_2(V + \upsilon_1), \quad \text{или} \quad Q_2 = n_2(V + \upsilon_1)/1000 \qquad (54)$$

которая учитывает увеличение объема раствора за счет ввода водного раствора первого реагента.

<u>Пример 15.</u> Пробу глинистого раствора в лаборатории обрабатывают кальцинированной содой и карбоксилметилцеллюлозой. Концентрация твердых реагентов в обработанном растворе должна быть равна: КМЦ-500 n_1=5 г/л, Na_2CO_3 n_2=0,5 г/л. Кальцинированная сода вводится в товарном виде (твердая), а КМЦ – в виде водного раствора с концентрацией С=100 г/л. Определить количество реагентов, необходимое для обработки глинистого раствора объёмом V=1000 см^3.

Объём водного раствора КМЦ-500:

$$\upsilon_1 = \frac{n_1 V}{c_1 - n_1} = \frac{5 \cdot 1000}{100 - 5} = 52{,}6 \text{ см}^3 \approx 53 \text{ см}^3$$

Масса кальцинированной соды:

$$Q_2 = \frac{n_2 (V + \upsilon_1)}{1000} = \frac{0{,}5(1000 + 53)}{1000} = 0{,}53 \text{ г}$$

2.13 Одновременная обработка бурового раствора тремя реагентами.

Реагенты вводятся в виде водных растворов с концентрациями C_1, C_2 и C_3 кг/м^3. Концентрации реагентов в обработанном растворе должны составить n_1, n_2

и n_3, кг/м^3, считая за твердое вещество. Объём исходного бурового раствора – V м^3. Объёмы водных растворов реагентов, необходимые для обработки: ν_1 ,ν_2 и ν_3.

Объём бурового раствора после обработки:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2+\upsilon_3)$$

Масса твердого вещества первого реагента в объеме обработанного раствора:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2+\upsilon_3)\cdot n_1$$

Эта масса равна массе первого реагента, растворенного в объеме ν_1:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2+\upsilon_3)\cdot n_1=c_1\,\upsilon_1 \qquad (55)$$

Аналогичные равенства записываем для двух других реагентов:

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2+\upsilon_3)\cdot n_2=c_2\,\upsilon_2 \qquad (55')$$

$$(V+\upsilon_1+\upsilon_2+\upsilon_3)\cdot n_3=c_3\,\upsilon_3 \qquad (55'')$$

Решение системы трёх уравнений: (55), (55’) и (55’’) приводят к расчетным формулам:

$$\upsilon_1=\frac{n_1c_2c_3V}{c_1c_2c_3-n_1c_2c_3-c_1n_2c_3-c_1c_2n_3}, \qquad (56)$$

Все три формулы имеют общий знаменатель, который можно обозначить:

$$Z= c_1\,c_2\,c_3- n_1\,c_2\,c_3- c_1\,n_2\,c_3- c_1\,c_2\,n_3$$

и тогда:

$$\upsilon_2=\frac{c_1n_2c_3V}{Z}; \qquad \upsilon_3=\frac{c_1c_2n_3V}{Z} \qquad (56')$$

Если один или два реагента представляют собой жидкие добавки и концентрация их в обработанном растворе выражена в объёмных процентах, расчётные формулы для таких случаев легко получить из формулы (56), если принять C_2=100 (или C_2= C_3=100) и заменить n_2 кг/м^3 концентрации m_2 % об. (или n_2 на m_2, а n_3 на m_3).

Если один из реагентов вводится в твёрдом виде, то, согласно принятому допущению о том, что при вводе твёрдого реагента объём системы не изменяется, расчёт объёмов растворённых реагентов следует вести по формулам (49). Массу реагента, вводимого в твёрдом виде, рассчитывают по формуле:

$$Q_3= (V+\upsilon_1+\upsilon_2)\,n_3 \quad \text{или} \quad Q_3= (V+\upsilon_1+\upsilon_2)\,n_3/1000 \qquad (57)$$

<u>Пример 16.</u> Определить количества КМЦ-500, ФХЛС и NaOH, необходимые для обработки 1200 см^3 глинистого раствора, если все три реагента вводятся в виде водных растворов. Концентрации реагентов приведены в таблице 1.

Объём водного раствора КМЦ-500:

$$\upsilon_1=\frac{n_1c_2c_3V}{c_1c_2c_3-n_1c_2c_3-c_1n_2c_3-c_1c_2n_3}=\frac{5\cdot200\cdot100\cdot1200}{70\cdot200\cdot100-5\cdot200\cdot100-70\cdot10\cdot100-70\cdot200\cdot2}=$$

$$=\frac{12000\cdot10^4}{120{,}2\cdot10^4}=99{,}8\ \text{см}^3$$

Объём водного раствора ФХЛС:

$$\upsilon_2=\frac{c_1n_2c_3V}{Z}=\frac{70\cdot10\cdot100\cdot1200}{120{,}2\cdot10^4}=69{,}9\ \text{см}^3$$

Объём водного раствора каустической соды:

$$\upsilon_3 = \frac{c_1 c_2 n_3 V}{Z} = \frac{70 \cdot 200 \cdot 2 \cdot 1200}{120{,}2 \cdot 10^4} = 27{,}9 \text{ см}^3$$

<u>Пример 17.</u> Определить количества КССБ, NaOH и оксидата, необходимые для обработки 180 м^3 глинистого раствора, если КССБ и NaOH вводятся в виде водных растворов, а оксидат - в жидком товарном виде. Концентрации реагентов приведены в таблице 2.

Объём водного раствора КССБ :

$$\upsilon_1 = \frac{100 n_1 c_2 V}{100 c_1 c_2 - 100 n_1 c_2 - 100 c_1 n_2 - c_1 c_2 m_3} = \frac{100 \cdot 30 \cdot 150 \cdot 180}{100 \cdot 250 \cdot 150 - 100 \cdot 30 \cdot 150 - 100 \cdot 250 \cdot 3 - 250 \cdot 150 \cdot 2} =$$

$$= \frac{8100 \cdot 10^4}{315 \cdot 10^4} = 25{,}7 \text{ м}^3$$

Объём раствора NaOH:

$$\upsilon_2 = \frac{100 c_1 n_2 V}{Z} = \frac{100 \cdot 250 \cdot 3 \cdot 180 \cdot 10^4}{315 \cdot 10^4} = 4{,}3 \text{ м}^3$$

Объём оксидата:

$$\upsilon_3 = \frac{c_1 c_2 m_3 V}{Z} = \frac{250 \cdot 150 \cdot 2 \cdot 180 \cdot 10^4}{315 \cdot 10^4} = 4{,}3 \text{ м}^3$$

<u>Пример 18.</u> Определить количества метаса, СМАД-1 и кальцинированной соды, необходимые для обработки 60 м^3 глинистого раствора, если метас вводится в виде щелочного раствора, СМАД-1 – в товарном виде (жидкий), а кальцинированная сода – в твердом виде. Поскольку изменением объёма раствора от ввода кальцинированной соды мы пренебрегаем, объемы раствора метаса и товарного СМАД-1 будем определять по формулам (53).

Объём водно-щелочного раствора метаса:

$$\upsilon_1 = \frac{100 n_1 V}{100 c_1 - 100 n_1 - c_1 m_2} = \frac{100 \cdot 5 \cdot 60}{100 \cdot 100 - 100 \cdot 5 - 100 \cdot 4} = \frac{300 \cdot 10^2}{91 \cdot 10^2} = 3{,}3 \text{ м}^3$$

Объём СМАД-1:

$$\upsilon_2 = \frac{c_1 m_2 V}{100 c_1 - 100 n_1 - c_1 m_2} = \frac{100 \cdot 4 \cdot 60}{91 \cdot 10^2} = 2{,}6 \text{ м}^3$$

Массу кальцинированной соды определяем по формуле (57):

$$Q_3 = (V + \upsilon_1 + \upsilon_2) \cdot n_3 = (60 + 3{,}3 + 2{,}6) \cdot 0{,}4 = 26{,}4 \text{ кг}$$

2.14 Уменьшение концентрации компонентов бурового раствора при вводе реагентов, увеличивающих его объём.

При обработке бурового раствора жидкой добавкой или реагентом, предварительно растворённым в воде, объём раствора увеличивается. Вследствие увеличения объёма раствора концентрация любого компонента, входящего в его состав до обработки, уменьшается.

Если исходный объём бурового раствора – V м^3, а концентрация какого-либо компонента в нём составляет n_1 кг/м3, то масса компонента в объёме V равна: $n_1 V_1$ кг.

Предположим, что раствор, объём которого равен V м^3, подвергается обработке реагентом, вводимом в виде водного раствора с концентрацией C_2 кг/м^3.

Концентрация реагента в обработанном растворе принята равной n_2 кг/м^3, считая за твёрдое вещество.

После обработки объём бурового раствора увеличится и составит: (V_1+ ν_2).

Концентрация первого компонента в обработанном растворе будет равна:

$$n_1^{/} = \frac{n_1 V}{V + \upsilon_2}$$

Согласно формуле (42):

$$\upsilon_2 = \frac{n_2 V}{c_2 - n_2}$$

Подставив значения ν_2 в предыдущее равенство, получим формулу для расчёта остаточной концентрации рассматриваемого компонента в обработанном растворе:

$$n_1^{/} = \frac{n_1}{1 + \frac{n_2}{c_2 - n_2}} \qquad (58)$$

Если объём бурового раствора увеличивается от ввода жидкой добавки, концентрация которой задана в процентах по объёму – m_2, то формула (58) принимает вид:

$$n_1^{/} = \frac{n_1}{1 + \frac{m_2}{100 - m_2}} \qquad (58')$$

При последовательной обработки с начала одним, а затем вторым реагентами, увеличивающими объём пробы раствора, а остаточная концентрация компонентов, присутствовавших в буровом растворе до обработки, определяется по формуле:

$$n_1^{/} = \frac{n_1}{\left(1 + \frac{n_2}{c_2 - n_2}\right)\left(1 + \frac{n_3}{c_3 - n_3}\right)} \qquad (59)$$

Таким образом, ввод каждого последующего реагента или добавки, увеличивающих объём исходного раствора, будет добавлять в знаменатель формулы (58) множитель $\left(1 + \frac{n_i}{c_i - n_i}\right)$ или $\left(1 + \frac{m_i}{100 - m_i}\right)$.

<u>Пример 19.</u> Глинистый раствор, содержащий n_1=0,8 кг/м^3 триполифосфата натрия, был обработан карбоксилметилцеллюлозой (КМЦ-600) в виде водного раствора с концентрацией C_2=50 кг/м^3. Концентрация КМЦ-600 в обработанном растворе была принята равной n_2=10 кг/м^3, считая за твёрдое вещество. Определить остаточную концентрацию триполифосфата натрия в буровом растворе после ввода КМЦ-600.

$$n_1^{/} = \frac{n_1}{1 + \frac{n_2}{c_2 - n_2}} = \frac{0{,}8}{1 + \frac{10}{50 - 10}} 0{,}64 \text{ кг/м}^3$$

<u>Пример 20.</u> Пресный глинистый раствор с относительной плотностью ρ_0=1,14 был обработан карбоксилметилцеллюлозой в виде водного раствора с

концентрацией C_1=70 кг/м^3. Концентрация твёрдой КМЦ в обработанном растворе была принята равной n_1=5 кг/м3. Поскольку от ввода КМЦ раствор загустел, его разбавили водой. Концентрация воды в разбавленном растворе составила m_1=10 % по объёму. Определить остаточную концентрацию глины в растворе после обработки и разбавления.

Исходная концентрация глины:

$$C_{исх} = \frac{\rho - \rho_в}{\rho_г - \rho_в} \cdot 100 = \frac{1140 - 1000}{2600 - 1000} \cdot 100 = 8{,}75\ \%$$

Остаточная концентрация глины:

$$C_{ост} = \frac{C_{исх}}{\left(1 + \frac{n_1}{C_1 - n_1}\right)\left(1 + \frac{m_2}{100 - m_2}\right)} = \frac{8{,}75}{\left(1 + \frac{5}{70 - 5}\right)\left(1 + \frac{10}{100 - 10}\right)} = 7{,}31\ \%$$

Если в буровой раствор вводят одновременно два реагента в виде водных растворов, две жидкие добавки или реагент в растворённом виде и жидкую добавку, то концентрация любого компонента, присутствовавшего в растворе до обработки, станет равной:

$$n_1^{/} = \frac{n_1 V}{(V + \upsilon_1 + \upsilon_2)}$$

Объёмы растворов реагентов, одновременно вводимых в буровой раствор, выражены формулами (49). Подставив значения ν_1 и ν_2 из (49) в предыдущее выражение, будем иметь:

$$n_1^{/} = \frac{n_1}{1 + \frac{c_2 n_3 + n_2 c_3}{c_2 c_3 - n_2 c_3 - c_2 n_3}} \qquad (60)$$

2.15 Разбавление глинистого раствора водой с целью уменьшения концентрации легкой твёрдой фазы.

Если известна концентрация легкой твердой фазы (глина, частицы выбуренной породы) в глинистом растворе $C_{исх}$ и необходимо понизите, ее путем разбавления водой до значения $C_{кон}$, то расчетную формулу для определения концентрации воды разбавления можно получить , используя выражение (58), записав его следующим образом:

$$C_{кон} = \frac{C_{исх}}{1 + \frac{m}{100 - m}}$$

Решив это неравенство относительно m получим формулу для расчета концентрации воды в глинистом растворе после разбавления:

$$m = \frac{100(C_{исх} - C_{кон})}{C_{исх}} \qquad (61)$$

<u>Пример 21.</u> В циркуляционной системе и скважине находится глинистый раствор объемом 200 м^3. Концентрация легкой твердой фазы в нем $C_{исх}$=8%. Определить объем воды, которую нужно добавить в глинистый раствор, чтобы понизить концентрацию легкой фазы до $C_{кон}$.

Концентрация воды в разбавленном растворе:

$$m = \frac{100(8-6)}{8} = 25\ \%$$

Объем воды разбавления:

$$\upsilon = \frac{mV}{100-m} = \frac{25 \cdot 200}{100-25} = 66{,}7\ \text{м}^3$$

Эту же задачу можно решить несколько иным путем. Объём легкой твердой фазы в исходном глинистом растворе равен ($C_{исх}$ V)/100 м^3. После разбавления объем глинистого раствора станет равным (V+ν).

Концентрация твердой фазы после разбавления

$$C_{кон} = \frac{C_{исх}V}{100(V+\upsilon)} \cdot 100$$

Откуда объём разбавления:

$$\upsilon = \frac{(C_{исх} - C_{кон})}{C_{кон}} \cdot V$$

<u>Пример 22.</u> Концентрация бентонита в пробе малоглинистого раствора, приготовленного в лаборатории, составляет 2,5 % по объёму. Определить объем воды разбавления, необходимый для понижения концентрации бентонита до 2% , если объем пробы раствора составляет 900 см^3.

$$\upsilon = \frac{(C_{исх} - C_{кон})}{C_{кон}} \cdot V = \frac{(2{,}5-2)}{2} \cdot 900 = 225\ \text{см}^3$$

2.16 Расчеты при утяжелении буровых растворов.

При необходимости повышения плотности в буровой раствор обычно вводят утяжелители - тонкоразмолотые минералы с плотностью 4000 кг/м^3 и выше.

В России чаще утяжелители поступают на буровые предприятия в подсушенном состоянии с влажностью не более 1,5% по массе (порошкообразный утяжелитель). Однако возможна поставка утяжелителя в виде баритового или железистого концентрата с влажностью до 12 %. При расчете количества концентрата, необходимого для повышения плотности раствора, приходится учитывать наличие влаги в утяжелителе.

Утяжеление влажным утяжелителем.

При вводе утяжелителя в буровой раствор справедливы уравнения материального баланса.

Уравнение баланса объемов:

$$V_и+V_у+V_{вл}=V_к \qquad (63)$$

Уравнение баланса объемов можно выразить через массу компонентов и их плотность:

$$Q_и/\rho_и+Q_у/\rho_у+Q_{вл}/\rho_{вл}=Q_к/\rho_к \qquad (63')$$

Уравнение баланса масс:

$$Q_и+Q_у+Q_{вл}=Q_к \qquad (64)$$

В этих уравнениях:

$V_и$, $V_к$, $V_у$ и $V_{вл}$ – соответственно объемы исходного бурового раствора, утяжеленного раствора, утяжелителя и влаги, содержащейся в утяжелителе.

$Q_и$, $Q_к$, $Q_у$ и $Q_{вл}$ – соответственно массы исходного бурового раствора, утяжеленного раствора, утяжелителя и влаги.

$\rho_и$, $\rho_к$, $\rho_у$ и $\rho_{вл}$ – соответственно плотности исходного бурового раствора, утяжеленного раствора, утяжелителя и влаги.

Из четырех величин, входящих в уравнение материального баланса, неизвестны три и двух уравнений недостаточно для определения трех неизвестных. Введем еще одно равенство, характеризующее влажность утяжелителя:

$$\frac{Q_{вл}}{Q_у + Q_{вл}} = b \qquad (65)$$

Где b - влажность, выраженная в долях единицы.

Решение системы уравнений (63),(63’) и (64) позволяет получить расчетные формулы для определения количества утяжелителя.

В зависимости от технологии утяжеления известные исходные величины могут быть разными.

2.16.1 Расчет утяжеления при заданном объеме исходного раствора.

Утяжеляется весь имеющийся буровой раствор. Следовательно, известен исходный объём неутяжелённого раствора V_u. От ввода утяжелителя объём раствора увеличивается, т.е. $V_к > V_u$. Избыточный объём утяжелённого раствора размещают, если возможно, в рабочей части наземной циркуляционной системы или откачивают в резервные ёмкости.

Решение системы уравнений приводит к расчётной формуле для опреде ления массы влажного утяжелителя, которая нужна для повышения плотности бурового раствора от $\rho_и$ до $\rho_к$:

$$Q_{ву} = \frac{\rho_в \rho_у (\rho_к - \rho_и) \cdot V_и}{\rho_в (\rho_у - \rho_к) - b(\rho_у - \rho_в)\rho_к} \qquad (66)$$

В этой формуле $\rho_в = \rho_{вл}$ плотности влаги, которую можно приближённо принять равной плотности воды $\rho_в$ =1000 кг/м^3.

Избыточный объём утяжелённого раствора равен объёму влажного утяжелителя:

$$\Delta V = V_{ву} = \frac{Q_{ву}}{\rho_{ву}} = \frac{(1-b)\rho_в + b\rho_у}{\rho_в \cdot \rho_у} \cdot Q_{ву} \qquad (67)$$

2.16.2 Расчёт утяжеления при заданном объеме утяжелённого раствора.

Утяжеление всего имеющегося на буровой объёма бурового раствора целесообразно в тех случаях, когда интервал бурения с промывкой утяжелённым раствором большой или расход бурового раствора велик. При таких условиях избыточный объём раствора будет, в конце концов, использован.

Однако возможны случаи, когда интервал бурения с применением утяжелённого раствора невелик и того объёма раствора, который размещается в скважине и наземной циркуляционной системе, вполне достаточной для бурения интервала.

Чтобы избежать излишнего расхода дорогостоящего утяжелителя, методика утяжеления должна быть изменена. Полагаем, что объём утяжелённого раствора

должен быть равен объёму скважины и объёму циркуляционной системы: $V_к = V_{скв} + V_{цс}$.

Т.к. утяжелитель занимает некоторый объём в утяжелённом растворе, нужно до ввода утяжелителя освободить для него место в наземной циркуляционной системе, удалив из неё часть неутяжелённого бурового раствора. При такой методике утяжеления за известную величину принимается объём утяжелённого раствора $V_к$.

Решение системы уравнений (63'), (64) и (65) даёт расчётные формулы для этого случая:

$$Q_{ву} = \frac{\rho_в \rho_у (\rho_к - \rho_и) \cdot V_к}{\rho_в (\rho_у - \rho_и) - b(\rho_у - \rho_в)\rho_и} \qquad (68)$$

Объём исходного бурового раствора:

$$V_и = V_к - \Delta V = V_к - \frac{Q_{ву}}{\rho_{ву}} = V_к - \frac{(1-b)\rho_в + b\rho_у}{\rho_в \cdot \rho_у} \cdot Q_{ву} \qquad (69)$$

<u>Пример 23.</u> На буровой имеется 140 м^3 глинистого раствора с плотностью 1160 кг/м^3. Из этого объёма 90 м^3 полностью заполняют рабочие резервуары циркуляционной системы, а 50 м^3 – скважина. Определить количество баритового концентрата марки КБ-3, имеющего влажность b=12% и плотность утяжелителя $\rho_у$ = 4150 кг/м^3, необходимая для повышения плотности глинисто го р&створа до $\rho_к$ =1400 кг/м^3. Рассчитать дополнительный объём утяжелённого раствора, полученный при вводе утяжелителя.

Масса влажного утяжелителя:

$$Q_{ву} = \frac{\rho_в \rho_у (\rho_к - \rho_и) \cdot V_к}{\rho_в (\rho_у - \rho_и) - b(\rho_у - \rho_в)\rho_и} = \frac{1000 \cdot 4150 \cdot (1400 - 1160) \cdot 140}{1000(4150 - 1400) - 0{,}12 \cdot (4150 - 1000) \cdot 1400} = 62788 \text{ кг}$$

Избыточный объём утяжелённого раствора:

$$\Delta V = \frac{(1-b)\rho_в + b\rho_у}{\rho_в \cdot \rho_у} \cdot Q_{ву} = \frac{(1-0{,}12) \cdot 1000 + 0{,}12 \cdot 4150}{1000 \cdot 4150} \cdot 62788 = 20849 дм^3 = 20{,}8 м^3$$

<u>Пример 24.</u> Определить количество баритового концентрата марки КБ-3, имеющего влажность b=12% и плотность утяжелителя $\rho_у$ =4150 кг/м^3, необходимая для получения $V_к$ =140 м^3 утяжелённого раствора плотностью $\rho_к$ =1400 кг/м^3, если исходный глинистый раствор, заполняющий скважину и циркуляционную систему имеет плотность $\rho_к$ =1150 кг/м^3. Рассчитать необходимый объём исходного бурового раствора.

Масса влажного утяжелителя:

$$Q_{ву} = \frac{\rho_в \rho_у (\rho_к - \rho_и) \cdot V_к}{\rho_в (\rho_у - \rho_и) - b(\rho_у - \rho_в)\rho_и} = \frac{1000 \cdot 4150 \cdot (1400 - 1160) \cdot 140}{1000(4150 - 1160) - 0{,}12 \cdot (4150 - 1000) \cdot 1160} = 54650 \text{ кг}$$

Объём исходного бурового раствора:

$$V_и = V_к - \frac{(1-b)\rho_в + b\rho_у}{\rho_в \cdot \rho_у} \cdot Q_{ву} = 140 - \frac{(1-0{,}12) \cdot 1000 + 0{,}12 \cdot 4150}{1000 \cdot 4150} \cdot 54650 = 121{,}8 \text{ м}^3$$

Таким образом, перед вводом утяжелителя из циркуляционной системы нужно откачать 140-121,8=18,2 м^3 неутяжелённого глинистого раствора.

2.16.3 Утяжеление высушенным порошкообразным утяжелителем.

Согласно техническим условиям, влажность порошкообразного баритового утяжелителя не превышает b=1,5 %. Поскольку содержание влаги очень мало, при расчетах влажность приближенно принимают равной нулю: b=0.

1. Утяжеляется весь имеющийся буровой раствор и, следовательно, заданным считается исходный объём раствора V_u .

Если в формуле (66) принять b=0, то второй член в знаменателе обращается в нуль и формула принимает вид:

$$Q_y = \frac{\rho_y(\rho_к - \rho_u)\cdot V_u}{\rho_y - \rho_к} \qquad (70)$$

Объём избыточного утяжелённого раствора:

$$\Delta V = \frac{Q_y}{\rho_y} \qquad (71)$$

2. Утяжеление при заданном конечном объеме утяжеленного раствора. При влажности утяжелителя равной нулю, формулы (68) и (69) принимают вид:

$$Q_y = \frac{\rho_y(\rho_к - \rho_u)\cdot V_к}{\rho_y - \rho_к} \qquad (72)$$

$$V_u = V_к - \frac{Q_y}{\rho_y} \qquad (73)$$

<u>Пример 25.</u> Определить количество порошкообразного баритового утяжелителя УПБ-1 с плотностью 4250 кг/м^3, необходимое для получения $V_л$ = 1000 см^3 утяжеленного глинистого раствора с плотностью $\rho_л$ =1250 кг/м^3. Плотность исходного глинистого раствора равна $\rho_и$ =1040 кг/м^3. Рассчитать необходимый объем исходного глинистого раствора.

Масса утяжелителя:

$$Q_y = \frac{\rho_y(\rho_к - \rho_u)\cdot V_к}{\rho_y - \rho_к} = \frac{4250(1250-1040)0{,}001}{4250-1040} = 0{,}278 \text{ кг}$$

Объём исходного раствора:

$$V_u = V_к - \frac{Q_y}{\rho_y} = 0{,}001 - \frac{0{,}278}{4250} = 0{,}000935 м^3 = 935 см^3$$

<u>Пример 26.</u> Определить количество порошкообразного баритового утяжелителя УПБ-1, которое необходимо для повышения плотности $V_и$ =800 см^3 глинистого раствора от $\rho_и$ =1250 кг/м^3 до $\rho_к$ =1550 кг/м^3. Плотность утяжелителя $\rho_у$ =4250 кг/м^3. Рассчитать конечный объём утяжеленного раствора.

Масса утяжелителя:

$$Q_y = \frac{\rho_y(\rho_к - \rho_u)\cdot V_к}{\rho_y - \rho_к} = \frac{4250(1550-1250)0{,}8\cdot 10^{-3}}{4250-1550} = 0{,}378 \text{ кг}$$

Конечный объём утяжеленного раствора:

$$V_к = V_u + \frac{Q_y}{\rho_y} = 0{,}8\cdot 10^{-3} + \frac{0{,}378}{4250} = 0{,}889\cdot 10^{-3} м^3 = 889 см^3$$

Об использовании единиц измерения.

Использование в расчетах единиц измерения системы СИ создает определённые неудобства. Произведение четырёхзначных чисел переполняет индикатор некоторых простых микрокалькуляторов, что заставляет вводить множитель 10^n. Расчёт требует больших затрат времени. Увеличивается возможность ошибок в расчётах. По этой причине в расчётах, где участвуют большие объёмы растворов, выраженные в м^3, предпочтительнее плотности растворов, утяжелителя, реагентов и добавок выражать в т/м^3. Для лабораторных условий, где объём раствора выражается в см^3, плотность лучше всего выражать в г/см^3. Численно значение плотности, выраженное в т/м^3 и г/см^3, равны. Так, плотность пресной воды равна: $\rho_в$ =1000 кг/м^3=1 т/м^3=1 г/см^3.

Упрощение расчётов видно из следующего примера.

<u>Пример 27.</u> Определить количество порошкообразного утяжелителя марки УПБ-3 с плотностью $\rho_у$ =4,05 т/м^3, необходимое для утяжеления $V_у$=130 м^3 глинистого раствора от $\rho_к$ =1,08 т/м^3 до $\rho_к$ =1,45 т/м^3. Рассчитать увеличение объёма глинистого раствора за счёт ввода утяжелителя.

Масса утяжелителя:

$$Q_y = \frac{\rho_y(\rho_к - \rho_к)\cdot V_к}{\rho_y - \rho_к} = \frac{4{,}05(1{,}45-1{,}08)\cdot 130}{4{,}05-1{,}45} = 74{,}9 \text{ т}$$

Избыточный объём утяжелённого раствора:

$$\Delta V = \frac{Q_y}{\rho_y} = \frac{74{,}9}{4{,}05} = 18{,}5 \text{ м}^3$$

2.16.4 Расчёт утяжеления с учётом предельно допустимой концентрации твёрдой фазы в утяжелённом глинистом растворе.

Ввод утяжелителя существенно увеличивает концентрацию твёрдой фазы в глинистом растворе. Значительная часть свободной воды расходуется на смачивание поверхности частиц утяжелителя, вследствие чего глинистый раствор загустевает. Если в исходном неутяжелённом глинистом растворе содержится много лёгкой твёрдой фазы (глины, тонкодисперсные частицы выбуренной породы), то после ввода расчетного количества утяжелителя вязкость раствора может повыситься настолько, что он станет труднопрокачиваемым. Чтобы избежать чрезмерного загустевания, приходится перед вводом утяжелителя разбавлять глинистый раствор водой или раствором органических реагентов.

Анализ и обобщение промыслового опыта работы с утяжеленными глинистыми растворами позволили построить графики зависимости предельно допустимой концентрации твердой фазы в утяжеленном глинистом растворе от его плотности. Один из вариантов такого графика представлен на рисунке.

Чтобы избежать чрезмерного загустевания раствора от ввода утяжелителя, необходимо учитывать предельно допустимую концентрацию твердой фазы в утяжеленном растворе. Расчет позволяет определить объем воды (раствора реагентов), необходимый для разбавления глинистого раствора, массу утяжелителя, объем исходного или утяжеленного раствора.

Вывод расчетных формул базируется на следующих исходных уравнениях:

Уравнение баланса объемов:

$$V_и+V_у+V_{вл}+V_в=V_к \qquad (74)$$

Уравнение баланса масс:

$$Q_и+Q_у+Q_{вл}+Q_в=Q_к\ , \qquad (75)$$

которое удобнее выразить через объемы и плотности компонентов:

$$V_и\,\rho_и+V_у\,\rho_у+V_{вл}\,\rho_{вл}+V_в\,\rho_в=V_к\,\rho_к \qquad (75')$$

Влажность утяжелителя:

$$b=\frac{Q_{вл}}{Q_у+Q_{вл}} \qquad (76)$$

Предельная концентрация твердой фазы:

$$C_{пр}=\frac{C_и V_и+V_у}{V_к} \qquad (77)$$

Концентрация легкой твердой фазы в исходном неутяжеленном растворе:

$$C_и=\frac{\rho_и-\rho_в}{\rho_г-\rho_в} \qquad (78)$$

В этих уравнениях:

$V_в$, $Q_в$ и $\rho_в$ – объем воды разбавления (или раствора реагентов), ее масса и плотность соответственно;

$C_{пр}$ – предельная концентрация твердой фазы в утяжеленном растворе при плотности последнего равной $\rho_к$. Значение $C_{пр}$ определяется по графику (рисунок);

$\rho_г$ – средняя плотность легкой твердой фазы в исходном растворе.

Приближенно можно принять $\rho_г$ =2600 кг/м^3 (2,6 т/м^3).

Так же, как и в предыдущем случае, нужно рассматривать два варианта методики утяжеления.

1. Утяжеляется весь исходный глинистый раствор, объем которого равен $V_и$.

Решение системы уравнений (74) – (78) приводит к следующим расчетным формулам:

Объем сухого утяжелителя:

$$V_у=\frac{C_к(\rho_к-\rho_в)-C_{пр}(\rho_к-\rho_в)}{C_{пр}(\rho_у-\rho_в)-(\rho_к-\rho_в)}\cdot V_к \qquad (79)$$

Масса влажного утяжелителя:

$$Q_{ву}=\frac{\rho_у V_у}{1-b} \qquad (80)$$

Конечный объем утяжеленного раствора:

$$V_к=\frac{C_и V_к+V_у}{C_{пр}} \qquad (81)$$

Объем влаги, вводимый с утяжелителем:

$$V_{ву}=\frac{b}{1-b}-\frac{\rho_у V_у}{\rho_в}=\frac{bQ_{ву}}{\rho_в} \qquad (82)$$

Объем воды разбавления:

$$V_в= V_к- V_у- V_{вл} \qquad (83)$$

Пример 28. Определить количество утяжелителя, воды разбавления, необходимые для утяжеления глинистого раствора от плотности $\rho_у$ =1,23 т/м^3 до $\rho_к$ =1,80 т/м^3. Утяжеление будет проведено порошкообразным баритовым утяжелителем марки УПБ-2 с плотностью $\rho_у$ =4,15 т/м^3. Исходный объем неутяжеленного раствора $V_и$=240 м^3. Согласно рисунку 1, при плотности утяжеленного глинистого раствора равна $\rho_к$ =1,80 т/м^3 предельно допустимая концентрация твердой фазы $C_{пр}$ =31%. Раствор пресный. Предельное разбавление будет осуществлено пресной водой с плотностью $\rho_в$ =1 т/м^3. Определить конечный объём утяжеленного раствора.

Содержание легкой фазы в исходном глинистом растворе:

$$C_к = \frac{\rho_к - \rho_в}{\rho_г - \rho_в} = \frac{1{,}23 - 1{,}00}{2{,}60 - 1{,}00} = 0{,}144$$

Объем порошкообразного утяжелителя:

$$V_у = \frac{C_к(\rho_к - \rho_в) - C_{пр}(\rho_к - \rho_в)}{C_{пр}(\rho_у - \rho_в) - (\rho_к - \rho_в)} \cdot V_к = \frac{0{,}144 \cdot (1{,}80 - 1{,}00) - 0{,}31(1{,}23 - 1{,}00)}{0{,}31 \cdot (4{,}15 - 1{,}00) - (1{,}80 - 1{,}00)} \cdot 240 = 59{,}694 \text{ т}$$

Масса порошкообразного утяжелителя:

$$Q_у = \rho_у V_у = 4{,}15 \cdot 59{,}694 = 247{,}73 \text{ т}$$

Конечный объем утяжеленного раствора:

$$V_к = \frac{C_к V_и + V_у}{C_{пр}} = \frac{0{,}144 \cdot 240 + 59{,}694}{0{,}31} = 304 \text{ м}^3$$

Поскольку используется порошкообразный утяжелитель, влажность которого принимается равной b=0, объём влаги ,вводимой вместе с утяжелителем, равен нулю: $V_{вл}$ =0.

Объём воды разбавления:

$$V_в = V_к - V_и - V_у = 304 - 240 - 59{,}694 = 4{,}31 \text{ м}^3$$

Если при расчёте получается $V_в$<0, то этот результат указывает на то обстоятельство, что после ввода утяжелителя общая концентрация твёрдой фазы остаётся меньше предельной. Следовательно, нет необходимости при расчёте учитывать предельную концентрацию твёрдой фазы в утяжелённом растворе и расчёт утяжеления следует вести по формулам (37)-(38) или (41)-(42).

2. Рассчёт утяжеления при заданном конечном объёме утяжелённого раствора $V_к$.

Решение системы уравнений (45)-(49) при известном $V_к$ даёт следующие расчётные формулы.

Объём сухого утяжелителя:

$$V_у = \frac{C_и(\rho_к - \rho_в) - C_{пр}(\rho_и - \rho_в)}{C_и(\rho_у - \rho_в) - (\rho_и - \rho_в)} \cdot V_к \qquad (84)$$

Масса влажного утяжелителя определяется по формуле (80).

Объём исходного глинистого раствора:

$$V_и = \frac{C_{пр} V_к - V_у}{C_и} \qquad (85)$$

Объём влаги, введённой вместе с утяжелителем, определяется по формуле (53).

Объём воды разбавления определяется по формуле (54).

Если при расчёте по формуле (54), получается $V_в<0$, то это значит, что при вводе утяжелителя содержание твёрдой фазы в утяжелённом растворе не превысит предельно допустимую конценграцию $C_{пр}$. В таком случае расчёт утяжеления следует вести по формулам (39)-(40) или (43)-(44).

<u>Пример 29.</u> Определить количество баритового концентрата, имеющего влажность b=10% и плотность сухого утяжелителя $\rho_у$ =4,05 т/м^3, объем воды разбавления и объем исходною глинистого раствора, необходимые для получения $V_к$ =250 м^3 глинистого раствора плотностью $\rho_к$ = 1,9 т/м^3. Плотность исходного пресного глинистого раствора $\rho_и$ =1,2 т/м^3. Скважина и рабочая часть циркуляционной системы заполнены исходным раствором. При расчете учесть, что общая концентрация твердой фазы в утяжеленном растворе не долна превышать предельно допустимого значения $C_{пр}$.

Согласно рисунку, при плотности утяжелённого глинистого раствора $\rho_к$ =1,9 т/м^3 предельно допустимое содержание твердой фазы в нем составляет $C_{пр}$ =33%.

Концентрация легкой твердой фазы в исходном глинистом растворе:

$$C_к = \frac{\rho_и - \rho_в}{\rho_г - \rho_в} = \frac{1{,}20 - 1{,}00}{2{,}60 - 1{,}00} = 0{,}125$$

Объем сухого утяжелителя:

$$V_у = \frac{C_к(\rho_к - \rho_в) - C_{пр}(\rho_и - \rho_в)}{C_и(\rho_у - \rho_в) - (\rho_и - \rho_в)} \cdot V_к = \frac{0{,}125(1{,}90 - 1{,}00) - 0{,}33(1{,}20 - 1{,}00)}{0{,}125(4{,}05 - 1{,}00) - (1{,}20 - 1{,}00)} \cdot 250 = 64{,}138 \text{ м}^3$$

Масса влажного утяжелителя:

$$Q_{ву} = \frac{\rho_в V_у}{1 - b} = \frac{4{,}05 \cdot 64{,}138}{1 - 0{,}1} = 288{,}6 \text{ т}$$

Объём влаги, введенной вместе с утяжелителем:

$$V_{вл} = \frac{bQ_{ву}}{\rho_в} = \frac{0{,}1 \cdot 288{,}6}{1{,}0} = 28{,}9 \text{ м}^3$$

Объём исходного глинистого раствора:

$$V_и = \frac{C_{пр}V_к - V_у}{C_и} = \frac{0{,}33250 - 64{,}138}{0{,}125} = 146{,}9 \text{ м}^3$$

Объем воды разбавления:

$$V_в = V_к - V_и - V_у - V_{вл} = 250 - 146{,}9 - 64{,}138 - 28{,}9 = 10{,}1 \text{ м}^3$$

2.16.5 Расчеты приготовления заданного объема утяжелённого бурового раствора при известной его рецептуре.

На практике часто приходится приготавливать утяжелённый буровой раствор определённой плотности по заданной рецептуре. Чтобы приготовить такой раствор, нужно знать количество каждого компонента: исходной жидкости, химических реагентов, добавок и утяжелителя.

Расчетные формулы можно получить на основании ряда исходных уравнений. Предположим, что необходимо приготовить некоторый объем $V_к$ утяжелённого глинистого раствора с плотностью рк на основе неутяжеленного раствора с плотностью $\rho_и$. Раствор должен содержать три химических реагента.

Один из них будет введен в твердом виде, второй – после предварительного растворения. Третий реагент представляет собой жидкую добавку.

Концентрация первого реагента – q_1 , кг/м^3, а плотность его ρ_1 . Концентрация второго реагента – n_2, кг/м^3, концентрация его водного раствора – C_2, кг/м^3 и плотность водного раствора реагента $\rho_{р2}$. Концентрация жидкой добавки – $m_в$ % об. И плотность добавки – $\rho_{ж3}$. Плотность порошкообразного утяжелителя – $\rho_у$.

Составим исходные уравнения. Уравнение баланса объемов:

$$V_и+V_у+\upsilon_1+\upsilon_2+\upsilon_3 =V_к \qquad (86)$$

Уравнение баланса масс:

$$V_и\,\rho_и +V_у\,\rho_у + \upsilon_1\,\rho_1 + \upsilon_2\,\rho_{р2} + \upsilon_3\,\rho_{ж3} =V_к\,\rho_к \qquad (87)$$

Масса твердого реагента в утяжелённом растворе: $Q_1=q_1V_к$. (88)

Объем водного раствора второго реагента в утяжеленном растворе:

$$\upsilon_2 = \frac{n_2}{C_2}V_к \qquad (89)$$

Объем жидкой добавки:

$$\upsilon = \frac{m_3}{100}V_к \qquad (90)$$

Решение системы уравнений (86)-(90) приводит к следующим расчетным формулам:

Объем исходного бурового раствора:

$$V_и = \frac{(\rho_у - \rho_к) - \frac{q_1}{\rho_1}(\rho_у - \rho_1) - \frac{n_2}{c_2}(\rho_у - \rho_n) - \frac{m_1}{100}(\rho_у - \rho_{ж3})}{\rho_у - \rho_и} \qquad (91)$$

Объем утяжелителя:

$$V_у = (1 - \frac{q_1}{\rho_1} - \frac{n_2}{c_2} - \frac{m_3}{100})V_к - V_и \qquad (92)$$

Масса утяжелителя:

$$Q_у = V_у\rho_у \qquad (93)$$

Масса твердого реагента определяется по формуле (88); объем водного раствора растворенного реагента – по формуле (89); объем жидкой добавки -по формуле (90).

Для простоты был рассмотрен расчет количества компонентов для утяжеления глинистого раствора, который кроме исходного раствора и утяжелителя имеет в своем составе всего три реагента. Аналогично можно вывести расчетные формулы для раствора, который содержит «К» реагентов, вводимых в твердом виде, «l» реагентов, вводимых в виде водных растворов, и «р» жидких добавок.

Общие формулы для такого случая таковы.

Объем исходного бурового раствора:

$$V_и = \frac{(\rho_у - \rho_к) - \sum_{i=1}^{k}\frac{q_i}{\rho_i}(\rho_у - \rho_i) - \sum_{i=1}^{l}\frac{n_i}{c_i}(\rho_у - \rho_{pi}) - \sum_{i=1}^{p}\frac{m_i}{100}(\rho_у - \rho_{жi})}{\rho_у - \rho_к} \cdot V_к \qquad (92)$$

Объем утяжелителя:

$$V_y = \left(1 - \sum_{i=1}^{k} \frac{q_i}{\rho_i} - \sum_{i=1}^{l} \frac{n_i}{c_i} - \sum_{i=1}^{p} \frac{m_i}{100}\right) V_к - V_u \qquad (95)$$

Масса утяжелителя:

$$Q_y = V_y \rho_y \qquad (96)$$

Масса твердых реагентов:

$$Q_i = q_i V_к \qquad (97)$$

Объем водных растворов реагентов:

$$\upsilon_i = \frac{n_i}{C_i} V_к \qquad (98)$$

Объемы жидких добавок:

$$\upsilon_{жi} = \frac{m_i}{100} V_к \qquad (99)$$

Если при приготовлении утяжелённого раствора исходной жидкостью является вода или углеводородная жидкость для растворов на углеводородной основе, то в формуле (94) принимают $\rho_и = \rho_в$ или $\rho_к = \rho_и$.

<u>Пример 30.</u> Определить необходимое количество материалов для приготовления $V_к$=150 м^3 утяжелённого глинистого раствора с плотностью $\rho_к$ =1,6 г/см^3, в состав которого должны входить КМЦ-500, ФХЛС, NaOH, нефть. Плотность исходного глинистого раствора $\rho_и$ =1,08 г/см^3. Концентрация реагентов в утяжелённом растворе, концентрация водных растворов реагентов и плотности реагентов приведены в таблице 4. Раствор утяжеляют порошкообразным баритовым утяжелителем с плотностью $\rho_у$ =4,20 г/см^3.

Реагент	Вид вводимого Реагента	Концентрация в утяжелённом растворе	Концентрация Водного раствора	Плотность вводимого реагента
КМЦ-500	Водный раствор	n_1=5 кг/м^3	C_1=100 кг/м^3	$\rho_{р1}$ =1,02
ФХЛС	Твердый	q_1=15 кг/м^3	–	$\rho_т$ =1,50
NaOH	Водный раствор	n_1=1 кг/м^3	C_2=500 кг/м^3	$\rho_{р2}$ =1,39
Нефть	Жидкая добавка	m_1=10%	–	$P_ж$ =0,85

Объем исходного глинистого раствора:

$$V_u = \frac{(\rho_y - \rho_к) - \sum_{i=1}^{k} \frac{q_i}{\rho_i}(\rho_y - \rho_i) - \sum_{i=1}^{l} \frac{n_i}{c_i}(\rho_y - \rho_{рi}) - \sum_{i=1}^{p} \frac{m_i}{100}(\rho_y - \rho_{жi})}{\rho_y - \rho_к} \cdot V_к$$

В рецептуре утяжеленного раствора один реагент вводится в твердом виде, два реагента – в виде водных растворов и один – как жидкая добавка. Сле-

довательно, под знаком первой суммы будет один член (для ФХЛС), под знаком второй суммы – два члена (для КМЦ и NaOH) и под знаком третьей суммы – один член (для нефти):

$$V_и = \frac{(4{,}20-1{,}60)-\frac{0{,}015}{1{,}50}(4{,}20-1{,}50)-\frac{5}{100}(4{,}20-1{,}02)}{4{,}20-1{,}08} - \frac{\frac{1}{300}(4{,}20-1{,}39)-\frac{10}{100}(4{,}20-0{,}85)}{4{,}20-1{,}08}\cdot 150 = 99{,}7 м^3$$

Объем сухого утяжелителя:

$$V_у = \left(1-\sum_{i=1}^{k}\frac{q_i}{\rho_i}-\sum_{i=1}^{l}\frac{n_i}{c_i}-\sum_{i=1}^{p}\frac{m_i}{100}\right)V_к - V_и = \left(1-\frac{0{,}015}{1{,}50}-\frac{5}{100}-\frac{1}{100}-\frac{10}{100}\right)\cdot 150 - 99{,}7 = 26 \text{ м}^3$$

Масса утяжелителя:

$$Q_у = V_у\rho_у = 26\cdot 4{,}20 = 109{,}2 \text{ т}$$

Объем раствора КМЦ:

$$\upsilon_{КМЦ} = \frac{n_1}{C_1}V_к = \frac{5}{100}\cdot 150 = 7{,}5 \text{ м}^3$$

Масса ФХЛС:

$$Q_{ФХЛС} = q_1 V_к = 0{,}015\cdot 150 = 2{,}25 \text{ т}$$

Объем раствора NaOH:

$$\upsilon_{NaOH} = \frac{n_2}{C_1}V_к = \frac{1}{500}\cdot 150 = 0{,}3 \text{ м}^3$$

Объём нефти:

$$\upsilon_н = \frac{m}{100}V_к = \frac{10}{100}\cdot 150 = 15 \text{ м}^3$$

Правильность расчета проверяют, определяя плотность утяжеленного раствора как частное от деления суммы масс компонентов на сумму их объемов. Если в итоге получится величина, соответствующая заданной плотности утяжеленного раствора, то расчет верен.

Для рассматриваемого примера:

$$\rho_к = \frac{\sum V_i\rho_i}{\sum V_i} = \frac{V_и\rho_и + V_у\rho_у + \upsilon_1\rho_{р1} + Q_{ФХЛС} + \upsilon_2\rho_{р2} + \upsilon_2\rho_{ж3}}{V_и + V_у + \upsilon_1 + \frac{Q_{ФХЛС}}{\rho_1} + \upsilon_2 + \upsilon_3} =$$

$$= \frac{99{,}7\cdot 1{,}06 + 26\cdot 4{,}20 + 7{,}5\cdot 1{,}02 + 2{,}25 + 0{,}33\cdot 1{,}39 + 15\cdot 0{,}85}{99{,}7 + 26 + 7{,}5 + 2{,}25/1{,}50 + 0{,}33 + 15} = 1{,}599 \approx 1{,}60 \text{ т/м}^3$$

Следовательно, расчет верен.

2.17 Понижение плотности буровых растворов.

Плотность бурового раствора можно понизить путем разбавления жидкостью, составляющей её основу, или путем ввода, добавок, плотность которых меньше плотности такой жидкости.

Если к объему $V_и$ бурового раствора, имеющего плотность рш добавлен некоторый объем $V_д$ жидкости плотностью $\rho_д$, то конечная плотность раствора определится как отношение суммы масс компонентов к сумме их объемов:

$$\rho_к = \frac{V_и \rho_и + V_д \rho_д}{V_и + V_д} \qquad (99)$$

<u>Пример 31.</u> Определить плотность глинистого раствора после разбавления его пресной водой, имеющей плотность $\rho_д$ =1000 кг/м^3. Исходный объем глинистого раствора $V_и$ =90 м^3; его плотность $\rho_и$ =2000 кг/м^3. Объем воды разбавления $V_д$ =10 м^3.

$$\rho_к = \frac{V_и \rho_и + V_д \rho_д}{V_и + V_д} = \frac{90 \cdot 2000 + 10 \cdot 1000}{90 + 10} = 1900 \text{ кг/м}^3$$

Если в буровой раствор вводят облегчающую добавку, концентрация которой в облегченном растворе задана в процентах по объему, то объем такой добавки равен, согласно (45):

$$V_д = \frac{mV_и}{100 - m} \qquad (100)$$

Подставив значение $V_д$ в формулу (71), получим:

$$\rho_к = \left(1 - \frac{m}{100}\right)\rho_и + \frac{m}{100}\rho_д \qquad (101)$$

<u>Пример 32.</u> Буровой раствор на углеводородной основе, имеющий плотность $\rho_у$ =1750 кг/м^3 разбавляют дизельным топливом, которое имеет плотность $\rho_д$ =830 кг/м^3. Концентрация вновь вводимого дизельного топлива в разбавленном растворе m=4% об. Определить плотность раствора после разбавления.

$$\rho_к = \left(1 - \frac{m}{100}\right)\rho_и + \frac{m}{100}\rho_д = \left(1 - \frac{4}{100}\right) \cdot 1750 + \frac{4}{100} \cdot 830 = 1713 \text{ кг/м}^3$$

<u>Пример 33.</u> В буровой раствор для понижения его плотности ввели 6% газонаполненных микрокапсул (пламилон). Определить конечную плотность раствора, если его исходная плотность составляет $\rho_и$ =1150 кг/м^3, а плотность пламилона $\rho_д$ =200 кг/м^3.

$$\rho_к = \left(1 - \frac{m}{100}\right)\rho_и + \frac{m}{100}\rho_д = \left(1 - \frac{6}{100}\right) \cdot 1150 + \frac{6}{100} \cdot 200 = 1093 \text{ кг/м}^3$$

Если известен объем исходного раствора $V_и$ его плотность $\rho_и$ и плотность добавки $\rho_д$ и задана конечная плотность облегченного раствора $\rho_к$, то объем добавки, необходимый для понижения плотности, можно определить по формуле:

$$V_д = \frac{\rho_и - \rho_к}{\rho_к - \rho_д} \cdot V_и \qquad (102)$$

При вводе добавки объем раствора увеличивается, что не всегда желательно. Если предварительно удалить из циркуляционной системы часть исходного раствора, равную объему добавки, и после этого вводить добавку, то её объем определится по формуле:

$$V_д = \frac{\rho_и - \rho_к}{\rho_и - \rho_д} \cdot V_к \qquad (103)$$

а объем исходного бурового раствора составит:

$$V_и = V_к - V_д \qquad (104)$$

<u>Пример 34.</u> Определить объем пресной воды, необходимый для понижения плотности глинистого раствора от $\rho_и$ =1230 кг/м^3 до $\rho_к$ =1200 кг/м^3, если общий объем исходного бурового раствора составляет $V_и$ =60 м^3.

$$V_д = \frac{\rho_и - \rho_к}{\rho_к - \rho_д} = \frac{1230 - 1200}{1200 - 1000} \cdot 60 = 9 \text{ м}^3$$

<u>Пример 35.</u> В скважине и наземной циркуляционной системе находится глинистый раствор, объем которого составляет 130 м^3. Плотность этого раствора: $\rho_и$ =1270 кг/м^3. Определить объем нефти, имеющей плотность $\rho_д$ =860 кг/м^3, необходимый для понижения плотности до $\rho_к$ =1250 кг/м^3, и объем исходного глинистого раствора, когорый следует оставить в циркуляционной системе и скважине перед вводом нефти.

$$V_д = \frac{\rho_и - \rho_к}{\rho_и - \rho_д} \cdot V_к = \frac{1270 - 1250}{1270 - 860} \cdot 130 = 6{,}34 м^3 = 130 - 6{,}34 = 123{,}66 м^3$$

2.18 Расчет компонентного состава бурового раствора.

При разгонке пробы бурового раствора на установке ТФН-1 получают в итоге объем воды и объем углеводородной жидкости, по которым определяют концентрацию этих компонентов в растворе, Зная плотность бурового раствора и приняв приближенно значения плотностей утяжелителя и легкой твердой фазы, рассчитывают концентрацию этих компонентов в растворе.

Для пробы минерализованного, утяжеленного, содержащего углеводородную добавку раствора, взятого для анализа, справедливо уравнение баланса масс, которое можно выразить через объемы и плотности компонентов:

$$V_г \rho_г + V_у \rho_у + Q_с + V_н \rho_н + V_в \rho_в = V \rho$$

Поскольку соль растворима в воде и объем её в растворенном состоянии не равен объему твердой соли в уравнение баланса объемов, необходимо ввести коэффициент изменения объема при растворении – а.

$$V_г + V_у + a \cdot V_с + V_н + V_в = V$$

В этих уравнениях:

$V_г$, $\rho_г$ – объем легкой твердой фазы в пробе раствора и её плотность соответственно;

$V_у$, $\rho_у$ – объем утяжелителя и его плотность соответственно;

$Q_с$, $V_с$ – масса и объем твердой соли в пробе раствора соответственно;

а – коэффициент изменения объема соли при растворении;

$V_н$, $\rho_н$ – объем углеводородной жидкости и её плотность соответственно:

$V_в$, $\rho_в$ – объем и плотность воды соответственно;

V – обьем пробы бурового раствора в установке ТФН-1;

ρ – плотность бурового раствора соответственно;

Чтобы найти величину коэффициента а, нужно с помощью пикнометра определить плотность фильтрата испытуемого раствора $\rho_ф$.

После этого по справочным таблицам найти содержание хлорида натрия n, % по массе в растворе его с плотностью $\rho_ф$. В этом случае приближенно принимается, что минерализация раствора обусловлена только хлоридом натрия.

Коэффициент изменения обьема соли определяется по формуле:

$$a = \rho_c[1-100/n(1-1/\rho_ф)] \qquad (107)$$

где ρ_c =2165 кг/м^3 - плотность NaCI в твердом состоянии.

При итвестном объеме воды, полученной при разгонке пробы бурового раствора на установке ТФН-1 и известной концентрации соли в фильтрате, уравнения материального баланса можно записать в виде:

$$V_г \rho_г + V_у \rho_у + \frac{n \cdot V_в}{100-n} + V_н \rho_н + V_в \rho_в = V \rho \qquad (107')$$

$$V_г + V_у + \frac{anV_в}{\rho_c(100-n)} + V_н + V_в = V \qquad (108)$$

Решение системы уравнений (105) и (106) дает следующие расчетные формулы:

$$V_г = \frac{1}{\rho_у - \rho_г}\left\{V(\rho_у - \rho) - V_н(\rho_у - \rho_н) - V_в\left\{\rho_у\left[1+\frac{an}{\rho_c(100-n)}\right] - \left(1+\frac{n}{100-n}\right)\right\}\right\} \qquad (109)$$

$$V_у = V - V_г - V_н - V_в\left[1+\frac{an}{\rho_c(100-n)}\right] \qquad (110)$$

Объемное содержание легкой твердой фазы в буровом растворе:

$$C_г = \frac{V_г}{V} \cdot 100, \% \qquad (111)$$

Объемное содержание утяжелителя:

$$C_у = \frac{V_у}{V} \cdot 100, \% \qquad (112)$$

Общее объемное содержание твердой фазы:

$$C_{общ} = \frac{V_г + V_у}{V} \cdot 100, \% \qquad (113)$$

<u>Пример 36.</u> Определить компонентный состав угяжеленного минерализованного эмульсионного глинистого раствора плотностью ρ =1,7 г/см^3, утяжеленного баритовым утяжелителем с плотностью $\rho_у$ =4,20 г/см^3 и содержащего нефть с плотностью $\rho_н$ =0,85 г/см^3.

Фильтрат глинистого раствора имеет плотность $\rho_ф$ =1,05 г/см^3. При разгонке пробы глинистого раствора объемом V=10см^3 было получено: воды $V_в$ =6,5 см^3, нефти $V_н$ =0,5 см^3. При расчете принять плотность легкой твердой фазы равной $\rho_г$ =2,60 г/см^3.

1. Согласно приложению 1 справочника по буровым растворам * при плотности фильтрата $\rho_ф$ =1,05 г/см^3 концентрация NaCI в нем составляет n=7,34 % по массе.
2. Коэффициент изменения объема соли при растворении:

   $$a = \rho_c[1-100/n(1-1/\rho_ф)] = 2,165[1-100/7,34(1-1/1,05)] = 0,76$$

3. Объем легкой твердой фазы в пробе раствора определяется по формуле (109):

$$V_г = \frac{1}{4{,}20-2{,}60}\left\{10(4{,}20-1{,}70)-0{,}5(4{,}20-0{,}85-6{,}5\left\{4{,}20\left[1+\frac{0{,}76\cdot 7{,}34}{2{,}165\cdot(100-7{,}34)}\right]-\left(1+\frac{7{,}34}{100-7{,}34}\right)\right\}\right\}=$$

$$=1{,}424 \text{ см}^3$$

4. Объем утяжелителя вычисляется по формуле (110):

$$V_у = 100-1{,}424-0{,}5-6{,}5\left[1+\frac{0{,}76\cdot 7{,}34}{2{,}165(100-7{,}34)}\right]=1{,}395 \text{ см}^3$$

5. Объемная концентрация легкой твердой фазы в буровом растворе:

$$C_г = \frac{V_г}{V}\cdot 100 = \frac{1{,}424}{10}\cdot 100 = 14{,}24 \ \%$$

6. Объемная концентрация утяжелителя:

$$C_у = \frac{V_у}{V}\cdot 100 = \frac{1{,}395}{10}\cdot 100 = 13{,}95 \ \%$$

7. Общая концентрация твердой дисперсной фазы:

$$C_{общ} = V_г + V_у = 14{,}24 + 13{,}95 = 28{,}19 \ \%$$

3. Задание на УНИРС (реферат) на тему: « Расчеты при измерении плотности буровых растворов».

1. Определить количество утяжелителя и сравнить его с массой барита, требуемого для увеличения плотности бурового раствора согласно своего номера варианта задания, взятому из списка группы. Начальный объем бурового раствора 100 м^3. Рассчитать так же увеличение объема бурового раствора.

2. Определить плотность бурового раствора на водной основе, массовая доля бентонита в котором составляет (номер варианта) в %. Плотность бентонита 2500 кг/м^3.

3. Требуется снизить плотность утяжеленного бурового раствора на 200 кг/м^3 чтобы предотвратать поглощение. Рассчитать объем воды и нефти, необходимый для снижения плотности раствора. Кроме того, рассчитать содержание нефти (%) в буровом растворе, если начальный объем раствора 200 м^3, плотность нефти 825 кг/м^3.

Таблица заданий.

Вариант задания	Изменение плотности	Утяжелитель
1	1500-2000	Галенит
2	1400-2400	
3	1300-1800	Гематит
4	1350-1600	
5	1400-1850	Магнетит
6	1400-1650	
7	1350-1600	Оксид железа
8	1400-1550	
9	1300-1650	Ильменит

10	1200-1600	Ильменит
11	1250-1700	Сидерит
12	1200-1650	
13	1200-1600	Целсстит
14	1250-1400	
15	1180-1400	Доломит
16	1200-1300	
17	1150-1250	Кальций
18	1100-1200	
19	1100-1250	Мел
20	1150-1350	
21	1180-1400	Апатит
22	1400-1600	Хлорид кальция
23	1600-1810	
24	1900-2100	Бромид цинка
25	2100-2300	
26	2000-2300	

27	1300-1500	Бромид кальция
28	1400-1600	
29	1600-1700	
30	1700-1800	

Для регулирования плотности буровых растворов применяют утяжелители. Особенно широко на практике используют баритовые утяжелители, основой которых является сульфат бария. Как правило, применяются баритовые концентраты производства обогатительных фабрик после их сушки и обработки фосфатами.

К недостаткам баритовых и железистых утяжелителей следует отнести то, что они кольматируют коллектор и трудно из него удаляются. В этом отношении преимущества имеют наполнители на карбоновой основе (мел, известняк, доломит, отходы производства мраморных карьеров), так как они легко удаляются из пласта после воздействия на них кислотой. К недостаткам этих наполнителей следует отнести относительно низкую плотность, что вызывает трудности при утяжелении растворов до высоких значений плотности (выше 1350кг/м^3).

Некоторыми отечественными фирмами предлагается в качестве кислоторастворимого утяжелителя использовать апатит, однако проведённые исследования показали отсутствие преимуществ перед баритом. Растворимость в соляной кислоте утяжелителей барит, апатит, отход мраморных карьеров и мела составили соответственно 9,6;3,4;91,4 и 95,4% по потере массы исходного вещества.

Многие зарубежные фирмы перешли на использование в качестве утяжелителя целеститового коцентрата, который благодаря низкой абразивности, высокой плотности и другим показателям превосходит известные утяжелители.

В связи с тем, что использование бурового раствора при заканчивании скважин приводит к снижению проницаемости ПЗП и продуктивности скважин, применяют специальные методы разрушения глинистого материала и декольматации его частиц, попавших в пласт в процессе каких либо технологических операций. Например, предлагается технология управляемой кольматации ПЗП. В основе методов лежит использование механизма вихревой кольматации, благодаря которому значительно уменьшается нерегулируемое проникновение кольматанта и дисперсионной среды в пласт.

В нефтепромысловой практике различное число технологических задач решают, применяя минерализованные буровые растворы. При выполнении простейших технологических операций в качестве таких растворов могут применяться пластовые воды с различной степенью минерализации и рассолы рапоносных горизонтов без какой- либо обработки. Однако, как правило, минерализованные растворы требуют направленного регулирования физико-химических свойств, и впервую очередь, фильтрационных и реологических. В качестве минерализованных систем могут использоваться растворы как на основе одной соли, так и нескольких солей.

Зарубежные фирмы в интервале плотностей 1400-1810 кг/м3 чаще всего используют рассолы на основе смеси хлорида и бромида кальция. Добавка хлорида кальция увеличивает плотность базовой ..жидкости и снижает её стоимость. Плотность рассола уменьшают введением водного раствора хлористого кальция плотностью 1360 кг/м3, а увеличивают с помощью гранулированного или хлопьевидного хлористого кальция. Насыщенные рассолы смеси этих солей плотностью 1810 кг/м3 имеют температуру кристаллизации +18 градусов Цельсия. Для получения более высоких значений плотностей необходимо использовать соли бромистого кальция или цинка или же сочетание нескольких солей. Бромистый кальций широко используется для решения различных технологических задач. Он представляет собой бесцветную жидкость с плотностью до 1820 кг/м3, хорошо растворим в воде, этаноле, метаноле, ацетоне. Раствор бромида кальция, поставляемый из РФ (Крым, Саки) по ТУ-6-18-22-89-86, имеет плотность 1700-1800 кг/м3 и обладает высоким ингибирующим действием по отношению к глинистым минералам продуктивного пластс.

В США при плотности до 2300 кг/м3 разработаны и применяются рассолы, основным компонентом которых является бромид цинка. Добавляя в него концентрат бромида кальция, можно получить рассол максимальной плотности 2380 кг/м3. С увеличением содержания бромида и хлорида кальция растёт температура кристаллизации и раствор становится дешевле.

Химические свойства рассолов во многом определяются концентрацией входящмх в их состав солей. В высоко концентрированных рассолах могут растворяться нерастворимые в воде материалы. Например, в рассолах с высоким содержанием бромида цинка в растворённом состоянии

находится гидроокись цинка, которая выпадает в осадок при разбавлении рассолов водой. Каустическая сода и цемент вступают в нежелательные реакции с тяжёлыми рассолами. Гашёная известь в них растворяется, а карбонаты кальция и хлориды натрия выпадают в осадок.

Наиболее широкое использование в практике нефтегазовых предприятий РФ получил раствор аммонизированного нитрата кальция, выпускаемый Россошанским ПО «Минудобрения» (ТУ 113-03-0206-488-01-91) плотностью 1400-1550 кг/м3. Институтом ВНИИКРнефть для условий Западно-Сибирских месторождений разработан раствор нитрита кальция и хлорида кальция плотностью 1600 кг/м3. Ингибирующая способность его по отношению к глинистым минералам продуктивного пласта на порядок выше, чем у известных типов ингибированных растворов соответствующей плотности, включая известные составы гидрофобных эмульсий.

Современный буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта, содержащий рассолы солей, представляет собой многокомпонентную сбалансированную систему с необходимыми технологическими свойствами. Например, некоторые отечественные и зарубежные фирмы производят полимеркарбонатные растворы хлорида натрия или хлорида калия, которые в своём составе содержат хорошо подобранные полимеры и биополимеры, частицы карбоната кальция определённого фракционного состава, чистый и мелкозернистый кислоторастворимый утяжелитель, а также деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, бактерициды, термостабилизирующие добавки и поглотители кислорода.

Приложение

Марки глинопорошков.

Тип Глинопорошка	Выход глинистого раствора с эффективной вязкостью $\eta_{эф}$=20 мПа·с из 1 тонны глинопорошка, не менее, м^3						Влажность, % мас.
	20	16	12	8	5(4)*	Не менее 5(4)	
Бентонитовый	—	ПББ	ПБВ	ПБГ	ПБД	ПБН	6-10
Бентонитовый модифицированный	ПБМА	ПБМБ	ПБМВ	ПБМГ	—	—	6-10
Палыгорскитовый	—	—	—	ППГ	ППД	ППН	16-25

Палыгорскитовый модифицированный	—	—	ППМВ	ППМГ	—	—	16-25
Каолинит-гидрослюдистый	—	—	—	—	ПКГД	ПКГН	6-10

* В скобках указана величина выхода глинистого раствора для каолинит-гидрослюдистого глинопорошка.

Технические требования к глинопорошкам в соответствии с ТУ 39-0147001-105-93

Таблица 1

Наименование показателя	Норма для бентонитовых глинопорошков					Норма для бентонитовых модифицированных глинопорошков						
	ПББ	ПБВ	ПБГ	ПБД	ПБН	ПБМА	ПБМБ	ПБМБэ	ПБМБп	ПБМВ	ПБМГ	ПБМ
Выход глинистого раствора вязкостью 20 мПа·с, $м^3$/т, менее не менее	— 16.0	— 12.0	— 8.0	— 5.0	5.0 —	— 20.0	— 16.0	— 16.0	— 16.0	— 12.0	— 8.0	8 —
Массовая доля влаги, % не более	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Сухой ситовый анализ, остаток на сите с сеткой 0.14, % не более	—	—	—	—	—	—	—	2.0	—	—	—	—
Мокрый ситовый анализ, остаток на сите, % не более с сеткой № 0.5 с сеткой № 0.0071	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0	0 10.0
Содержание свободной соды, г/100г глинопорошка от до	— —	— —	— —	— —	— —	1.0 5.0	0.5 5.0	— —	1.0 5.0	0.5 5.0	0.5 5.0	0.5 5.0
Показатель фильтрации, $см^3$, не более	—	—	—	—	—	—	—	15	—	—	—	—
Коэффициент пластичности, не более	—	—	—	—	—	—	—	1.5	—	—	—	—

Примечание. Индексы ПБМБэ и ПБМБп обозначают порошок бентонитовый модифицированный для экспорта и содержащий палыгорскит, соответственно.

Таблица 2

Наименование показателя	Норма для палыгорскитовых глинопорошков					Норма для палыгорскитовых модифицированных глинопорошков			Норма для каолинит-гидрослюдистых глинопорошков	
	ППБ	ППВ	ППГ	ППД	ППН	ППМБ	ППМВ	ППМГ	ПКГД	ПКГН
Выход глинистого раствора вязкостью 20 мПа-с, $м^3/т$ менее не менее	— 16.0	— 12.0	— 8.0	— 5.0	5.0 —	— 16.0	— 12.0	— 8.0	— 4.0	4.0 —
Массовая доля влаги, % от До	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	16.0 25.0	3.0 8.0	3.0 8.0
Сухой ситовый анализ, остаток на сите с сеткой №20, % не более	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	—	—
Мокрый ситовый анализ, остаток на сите, % с сеткой № 0.5 с сеткой № 0.0071 не более	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	— —	0 10.0	0 10.0
Показатель седиментации, %, не более	0	0	0	0	0	0	0	0	—	—
Массовая доля оксида магния, % не более	—	—	—	—	—	2.5	2.5	2.5	—	—

Примечание. Срок сохранности немодифицированных глинопорошков и модифицированных неорганическими химреагентами не ограничен, модифицированных органическими реагентами — 8 месяцев с даты изготовления.

Приложение 4.

Таблица преобразований из Британской системы в систему СИ.

Примечание: Результаты, полученные при перерасчётах данных, могут дать величины незначительно отличающихся от приведенных в таблице.

Количество	Британская единица	Переводной коэффициент из Британской системы в СИ	Единица системы СИ	Переводной коэффициент из системы СИ в Британскую	Британская единица
Длина	ярд	9.144 E-01	метр	1.093613 E+00	ярд
	фут	3.048 E-01	метр	3.280840 E+00	фут
	фут	3.048 E+01	сантиметр	3.280840 E-02	фут
	дюйм	2.54 E+00	миллиметр	3.937008 E-02	дюйм
	дюйм	2.54 E +01	сантиметр	3.937008 E-01	дюйм
Площадь	кв. фут	9.290304 E-02	кв. метр	1.076391 E+01	кв. фут
	кв. фут	9.290304 E +02	кв. сантиметр	1.076391 E-03	кв. фут
	кв. дюйм	6.4516 E+02	кв. миллиметр	1.550003 E-03	кв. дюйм
	кв. дюйм	6.4516 E+00	кв. метр	1.550003 E-01	кв. дюйм
Объем	баррель	1.589873 E-01	куб. метр	6.289811 E+00	баррель
	куб. фут	2.831685 E -02	куб. метр	3.531466 E +01	куб. фут
	куб. фут	2.831685 E +01	литр	3.531466 E +01	куб. фут
	Британский галлон	4.546092 E -03	куб. метр	2.199692 E+02	Британский галлон
	Британский галлон	4.546092 E +00	литр	2.199692 E-01	Британский галлон
	Амер. галлон	3.785412 E-03	куб. метр	2.641720 E +02	Амер. галлон
	Амер. галлон	3.785412 E+00	литр	2.641720 E -01	Амер. галлон
	куб. дюйм	1.638706 E+01	куб. сантиметр	6.102376 E-02	куб. дюйм
Объем на длину	Амер. галлон/фут	1.241933 E-02	куб. метр/метр	8.051964 E+01	Амер. галлон/фут
Масса	Брит. длинная тонна	1.016047 E+00	миллиграмм	9.842064 E-01	Брит. длинная тонна
	Брит. короткая тонна	9.071847 E-01	миллиграмм	1.102311 E+00	Брит. короткая тонна
	Брит. тонна	5.080235 E+01	килограмм	1.968413 E-02	Брит. тонна
	унция массы	4.535924 E-01	килограмм	2.204622 E+00	унция массы
Температура	Фаренгейт	(oF-32)/1.8	Цельсий	(oC/1.8) +32	Фаренгейт
Давление	унция силы/кв. дюйм	6.894757 E-03	мегапаскаль	1.450377 E+02	унция силы/кв. дюйм
	унция силы/кв. дюйм	6.894757 E+00	килопаскаль	1.450377 E-01	унция силы/кв. дюйм
	унция силы/кв. дюйм	6.894757 E-02	бар	1.450377 E+01	унция силы/кв. дюйм
	унция силы/кв. фут	4.788025 E-02	килопаскаль	2.088543 E+01	унция силы/кв. фут
Потеря давления	унция силы/кв. дюйм/фут	2.262059 E+01	килопаскаль/метр	4.420751 E-02	унция силы/кв. дюйм/фут
	унция силы/кв. дюйм/фут	2.262059 E-01	килопаскаль/метр	4.420751 E+00	унция силы/кв. дюйм/фут
Плотность	унция массы/Амер. галлон	1.198264 E+02	килограмм куб. метр	8.345406 E-03	унция массы/Амер. галлон
	унция массы/Брит. галлон	9.977633E+01	килограмм куб. метр	1.002242 E-02	унция массы/Амер. галлон
	унция массы/куб. фут	1.601846 E+01	килограмм куб. метр	6.242797 E-02	унция массы/куб. фут
Работа	фут-фунт	1.355818 E+00	джоуль	7.375621 E-01	фут-фунт
Угловая скорость	об/мин.	1.047198 E-01	радиан/секунду	9.549292 E+00	об/мин.
Сила	фунт силы	4.448222 E-00	Ньютон	2.248089 E-01	фунт силы
Момент вращения	фут-фунт	1.355818 E+00	Ньютон-метр	7.3756 E-01	фут-фунт
Сечение момента	дюйм^4	4.162314 E+01	сантиметр	2.402510 E-02	дюйм^4
сечения	куб. дюйм	1.638706 E+01	куб. сантиметр^4	6.139844 E-02	куб. дюйм
Мех. напряжение	унция силы/кв. дюйм	6.894757 E-03	мегапаскаль	1.450377 E+02	унция силы/кв. дюйм
Масса на длину	унция массы/фут	1.488164 E+00	килограмм / метр	6.719689 E-01	унция массы/фут

Литература

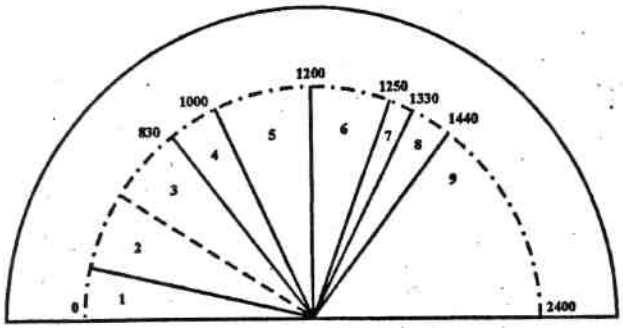
1. *Дж.Р.Грей, Г.С.Г.Дарли. Состав и свойства буровых агентов. Перевод с англ. - М. Недра, 1985.-509с.*
2. *Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. Учебник дня вузов. Перевод с англ. - М. Недра, 1989.-413с.*
3. *Зозуля В.П., Зозуля Н.Е., Магрупов А.М. Промывка скважин. Учебное пособие. –Ташкент: Филиал НИУ нефти и газа имени И.М. Губкина в* городе Ташкенте, 2015. - 621с.
4. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: *издательство «Летопись», 2005.-664с.*
5. **Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное *общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.***
   ISBN 978-5-9687-0545-7.

6.*Борисенко Л.В. Расчеты при приготовлении, химической обработке и утяжелении буровых растворов. - М., ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994.*

7.*Балаба В.И. и др. Промышленная безопасность строительства и* реконструкции скважин. М., Серия «Конкурентоспособность и управление качеством в нефтегазовом комплексе». Российская инженерная академия, 2006.

Плотность флюида, кг/м^3

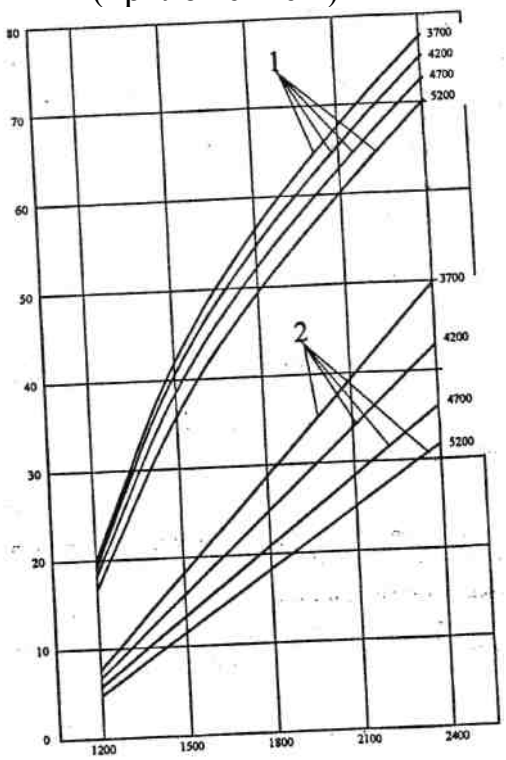
(приложение 1)



1. - сухой и влажный воздух
2. - стойкая пена
3. - аэрированный буровой раствор, пена при поддержании противодавления
4. - нефть
5. - вода, монтмориллонитовый раствор, насыщенный солевой раствор
6. - глина и вода.
7. - начало утяжеления
8. - водный раствор, насыщенный $CaCl_2$
9. - утяжеленный баритом водный раствор

Плотность бурового раствора кг/м^3

(приложение 2)



Зависимость плотности бурового раствора от содержания утяжеляющего материала в растворе

(цифры у кривых определяют плотность утяжелителя в кг/м^3)

1-массовая для, %; 2-обьемная доля, %

Таблица коэффициентов для перевода англо-американских мер в метрические.

Английское наименование		Русский перевод	Переводный коэффициент *	Размерность в метрических мерах	Примечание
развернутое	сокращенное				
acre	ac.	акр	0,4047	га	
acre	ac.	акр	4047	м²	
acre-foot	ac.-ft.	акро-фут	0,12335	га·м	
barrel (British)	bbl.	баррель (ан. вл.)	163,654	л	Для жидких тел
barrel (USA)	bbl.	баррель (ам. ер.)	158,988	л	Для нефтепродуктов
barrels (USA) per acre	bbls/ac.	баррелей (ам. ер.) на акр	0,39289	м³/га	
barrels (USA) per acre-foot	bbls/ac.-ft.	баррелей (ам. ер.) на акро-фут	1,28901	м³/га·м	
barrels (USA) per minute	bbls/min.	баррелей (ам. ер.) в минуту	2,646	л/сек	
British Thermal Unit	BTU	британская тепловая единица	0,2520	ккал	
British Thermal Unit	BTU	британская тепловая единица	107,5	кгм	
bushel (British)	bsh.	бушель (англ.)	36,367886	л	Для сыпучих тел
bushel (USA)	bsh.	бушель (амер.)	35,238293	л	То же
cubic feet per acre-foot	cu. ft./ac.-ft.	куб. футов на акро-фут	0,23959	м³/га·м	
cubic feet per barrel	cu. ft./bbl.	куб. футов на баррель	0,1781	м³/м³	
cubic feet per foot	cu. ft./ft.	куб. футов на фут	0,0929	м³/м	
cubic feet per gallon (USA)	cu. ft./gal.	куб. футов на галлон	0,0075	м³/л	
cubic feet per minute	cu. ft./min.	куб. футов в минуту	0,471	л/сек	
cubic foot	cu. ft.	куб. фут	28,32	л	
cubic foot	cu. ft.	куб. фут	0,02832	м³	
cubic inch	cu. in.	куб. дюйм	16,387162	см³	
cubic yard	cu. yd.	куб. ярд	0,764559	м³	
fathom	fath.	фатом	1,8288	м	
feet of sea water	—	футы столба морской воды	0,03124	кг/см²	

Английское наименование		Русский перевод	Переводный коэффициент *	Размерность в метрических мерах	Примечание
развернутое	сокращенное				
feet of water	—	футы водного столба	0,03048	кг/см²	
feet per mile	ft./mile	футов на милю	0,189	м/км	
feet per minute	ft./min.	футов в минуту	0,0051	м/сек	
feet per second	ft./sec.	футов в секунду	30,48	см/сек	
feet per second	ft./sec.	футов в секунду	18,29	м/мин	
feet per second	ft./sec.	футов в секунду	1,097	км/час	
foot	ft.	фут	30,480061	см	
foot	ft.	фут	0,30480	м	
gallon (British)	gal.	галлон (англ.)	4,545960	л	Для жидких и сыпучих тел
gallon (USA)	gal.	галлон (амер.)	4,404787	л	Для сыпучих тел
gallon (USA)	gal.	галлон (амер.)	3,785332	л	Для жидких тел
gallons (USA) per minute	gal./min.	галлонов в минуту	0,063	л/сек	
gallons (USA) per pound	gal./lb.	галлонов (амер.) на фунт	8,345	л/кг	
horsepower	hp.	лошадиная сила	76,043	кгм/сек	
horsepower	hp.	лошадиная сила	1,0139	л. с.	
hundred-weight (British)	h.-w.	центнер (англ.)	50,8	кг	
hundred-weight (USA)	h.-w.	центнер (амер.)	45,36	кг	
inch (USA)	in.	дюйм (амер.)	25,4	мм	
mile, nautical (USA)	m.	миля морская (амер.)	1,85325	км	
mile, statute	m.	уставная миля	1,60935	км	
miles per hour	m. p. h.	миль в час	0,447	м/сек	
mille cubic feet per day	MCFD	тысяч куб. футов в сутки	0,0196	м³/мин	
parts per million	p. p. m.	частей на миллион	1	мг/л или 10^{-4}%	

Английское наименование		Русский перевод	Переводный коэффициент *	Размерность в метрических мерах	Примечание
развернутое	сокращенное				
pint (British)	pt.	пинта (англ.)	0,568245	л	Для жидких и сыпучих тел
pint (USA)	pt.	пинта (амер.)	0,473167	л	Для жидких тел
pint (USA)	pt.	пинта (амер.)	0,550599	л	Для сыпучих тел
point	pt.	точка	0,3528	мм	
pound (avoirdupois)	lb.	фунт коммерческий	0,453592	кг	
pound-foot	lb.-ft.	фунто-фут	0,138255	кгм	
pounds per barrel	lbs./bbl.	фунтов на баррель	0,00286	г/см³	
pounds per cubic foot	lbs./cu. ft.	фунтов на куб. фут	0,01602	г/см³	
pounds per foot	lbs./ft.	фунтов на фут	1,48816	кг/м	
pounds per gallon (USA)	lbs./gal.	фунтов на амер. галлон	0,1198	г/см³	
pounds per square foot	lbs./sq. ft.	фунтов на кв. фут	4,88247	кг/см²	
pounds per square inch	lbs./sq. in. (psi)	фунтов на кв. дюйм	0,07031	кг/см²	
pounds per 100 square feet	lbs./100 sq. ft.	фунтов на 100 кв. футов	4,882	кг/см²	
quart (British)	qt.	кварта (англ.)	1,136490	л	Для жидких и сыпучих тел
quart (USA)	qt.	кварта (амер.)	0,946333	л	Для жидких тел
quart (USA)	qt.	кварта	1,101197	л	Для сыпучих тел
square foot	sq. ft.	кв. фут	0,09290	м²	
square inch	sq. in.	кв. дюйм	6,45160	см²	
square mile	sq. m.	кв. миля	2,59	км²	
square yard	sq. yd.	кв. ярд	0,836127	м²	
ton, long	t	[illegible] тонна	1016,05	кг	
ton, short	t	[illegible] тонна	907,185	кг	
yard	yd	ярд (3 фута)	0,9144	м	

* Для перевода англо-американских мер в метрические требуется переводимое число умножить на переводной коэффициент

Коэффициент для сложных мер (при отсутствие специальных указаний) вычислены на основании американских метрических значений

Шкала перевода сложных (комплексных) англо-американских мер в метрические

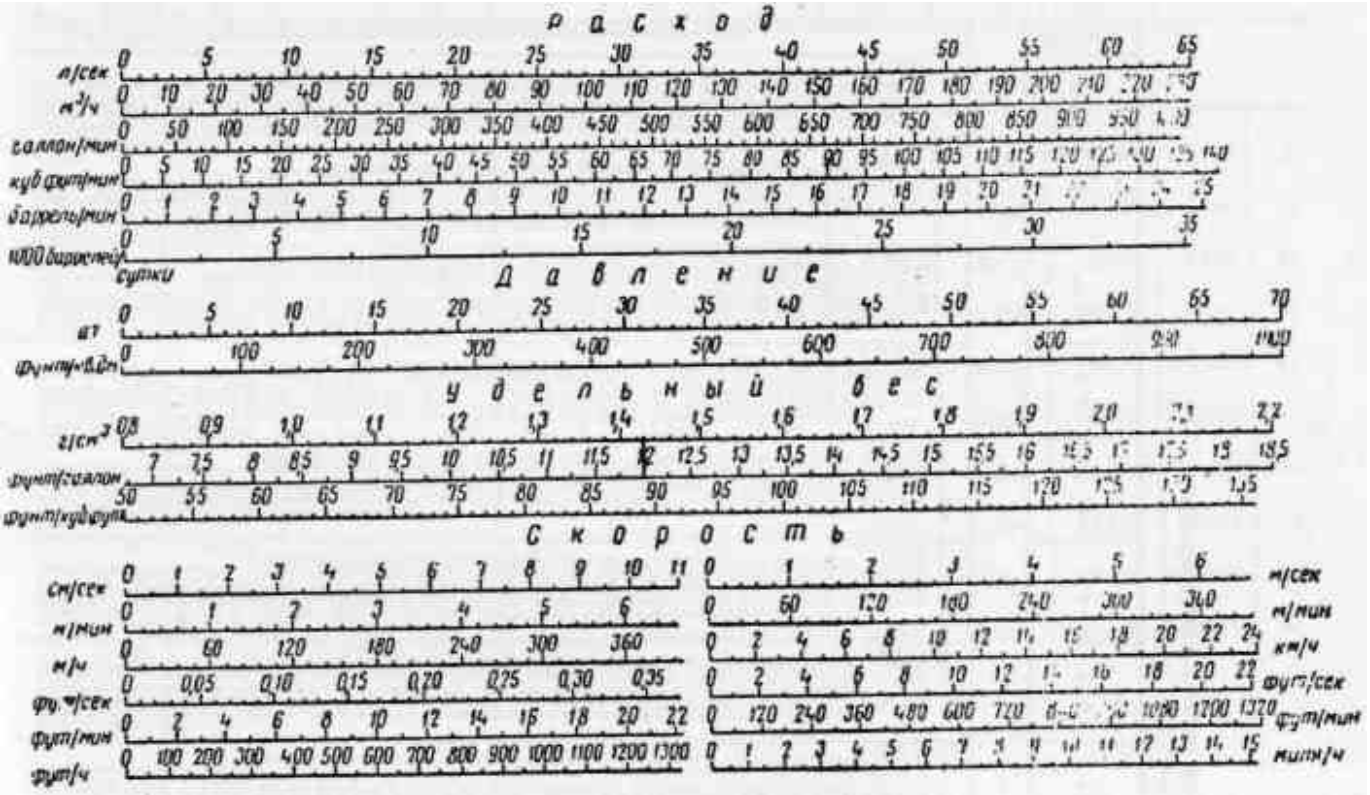


ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА АНГЛО-АМЕРИКАНСКИХ МЕР В ЕДИНИЦЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ СИСТЕМЫ (СИ)

Английское наименование	Русский перевод	Переводный коэффициент	Единица СИ
British Thermal Unit	Британская тепловая единица (БТЕ)	1055	дж
British Thermal Unit/foot per hour°F	БТЕ/фут·ч·°F	1,73	вт/м·°С
British Thermal Unit/inch per hour°F	БТЕ/дюйм·ч·°F	20,8	вт/м·°С
British Thermal Unit/pound°F	БТЕ/фунт·°F	4187	дж/кг·°С
British Thermal Unit/second (BTU, sec.)	БТЕ/сек	1055	вт
British Thermal Unit/square foot per hour°F	БТЕ/кв. фут·ч·°F	$568 \cdot 10^{-6}$	вт/м²·°С
foot pound	фунто-фут	1,356	дж
inch of mercury	дюймы рт. ст.	$3,39 \cdot 10^{3}$	н/м²
inch of mercury	дюймы рт. ст.	$33,9 \cdot 10^{-3}$	бар
inch of water	дюймы вод. ст.	249,2	н/м²
inch of water	дюймы вод. ст.	$2,492 \cdot 10^{-3}$	бар
lb.-force (lb.-wt.)	англ. фунт-сила	4,45	н[1]
pound-foot per second	фунто-фут/сек	1,356	вт
pound per square foot	фунт/кв. фут	47,9	н/м²
pound per square foot	фунт/кв. фут	$479 \cdot 10^{-6}$	бар
pound per square inch	фунт/кв. дюйм	$6,89 \cdot 10^{3}$	н/м²
pound per square inch	фунт/кв. дюйм	$68,9 \cdot 10^{-3}$	бар
pound-second per square foot	фунт. сек/кв. фут	47,88	н·сек/м²
square foot per hour	кв. фут/час	$25,8 \cdot 10^{-6}$	м²/сек
square foot per second	кв. фут/сек	$92,9 \cdot 10^{-3}$	м²/сек
square yard per second	кв. ярд/сек	0,836	м²/сек
ton-force long	англ. тонна-сила	$9,96 \cdot 10^{3}$	н

[1] ньютон.

Дюймы	0	1/16	1/8	3/16	1/4	5/16	3/8	7/16	1/2	9/16	5/8	11/16	3/4	13/16	7/8	15/16	Дюймы
	Миллиметры																
0	0,000	1,587	3,175	4,762	6,350	7,937	9,525	11,112	12,700	14,287	15,875	17,462	19,050	20,637	22,225	23,812	0
1	25,400	26,987	28,574	30,162	31,749	33,337	34,924	36,512	38,099	39,687	41,274	42,862	44,449	46,037	47,624	49,212	1
2	50,799	52,387	53,974	55,561	57,149	58,736	60,324	61,911	63,499	65,086	66,674	68,261	69,849	71,436	73,024	74,611	2
3	76,199	77,786	79,374	80,961	82,549	84,136	85,723	87,311	88,898	90,486	92,073	93,661	95,248	96,836	98,423	100,01	3
4	101,60	103,19	104,77	106,36	107,95	109,54	111,12	112,71	114,30	115,89	117,47	119,06	120,65	122,24	123,82	125,41	4
5	127,00	128,59	130,17	131,76	133,35	134,94	136,52	138,11	139,70	141,28	142,87	144,46	146,05	147,63	149,22	150,81	5
6	152,40	153,98	155,57	157,16	158,75	160,33	161,92	163,51	165,10	166,68	168,27	169,86	171,45	173,03	174,62	176,21	6
7	177,80	179,38	180,97	182,56	184,15	185,73	187,32	188,91	190,50	192,08	193,67	195,26	196,85	198,43	200,02	201,61	7
8	203,20	204,78	206,37	207,96	209,55	211,13	212,72	214,31	215,90	217,48	219,07	220,66	222,25	223,83	225,42	227,01	8
9	228,60	230,18	231,77	233,36	234,95	236,53	238,12	239,71	241,30	242,88	244,47	246,06	247,65	249,23	250,82	252,41	9
10	254,00	255,58	257,17	258,76	260,35	261,93	263,52	265,11	266,70	268,28	269,87	271,46	273,05	274,63	276,22	277,81	10
11	279,39	280,98	282,57	284,16	285,74	287,33	288,92	290,51	292,09	293,68	295,27	296,86	298,44	300,03	301,62	303,21	11
12	304,79	306,38	307,97	309,56	311,14	312,73	314,32	315,91	317,49	319,08	320,67	322,26	323,84	325,43	327,02	328,61	12
13	330,19	331,78	333,37	334,96	336,54	338,13	339,72	341,31	342,89	344,48	346,07	347,66	349,24	350,83	352,42	354,01	13
14	355,59	357,18	358,77	360,36	361,94	363,53	365,12	366,71	368,29	369,88	371,47	373,06	374,64	376,23	377,82	379,41	14
15	380,99	382,58	384,17	385,76	387,34	388,93	390,52	392,11	393,69	395,28	396,87	398,46	400,04	401,63	403,22	404,81	15
16	406,39	407,98	409,57	411,16	412,74	414,33	415,92	417,50	419,09	420,68	422,27	423,85	425,44	427,03	428,62	430,20	16
17	431,79	433,38	434,97	436,55	438,14	439,73	441,32	442,90	444,49	446,08	447,67	449,25	450,84	452,43	454,02	455,60	17
18	457,19	458,78	460,37	461,95	463,54	465,13	466,72	468,30	469,89	471,48	473,07	474,65	476,24	477,83	479,42	481,00	18
19	482,59	484,18	485,77	487,35	488,94	490,53	492,12	493,70	495,29	496,88	498,47	500,05	501,64	503,23	504,82	506,40	19
20	507,99	509,58	511,17	512,75	514,34	515,93	517,52	519,10	520,69	522,28	523,87	525,45	527,04	528,63	530,22	531,80	20
21	533,39	534,98	536,57	538,15	539,74	541,33	542,92	544,50	546,09	547,68	549,27	550,85	552,44	554,03	555,61	557,20	21
22	558,79	560,38	561,96	563,55	565,14	566,73	568,31	569,90	571,49	573,08	574,66	576,25	577,84	579,43	581,01	582,60	22
23	584,19	585,78	587,36	588,95	590,54	592,13	593,71	595,30	596,89	598,48	600,06	601,65	603,24	604,83	606,41	608,00	23
24	609,59	611,18	612,76	614,35	615,94	617,53	619,11	620,70	622,29	623,88	625,46	627,05	628,64	630,23	631,81	633,40	24
25	634,99	636,58	638,16	639,75	641,34	642,93	644,51	646,10	647,69	649,28	650,86	652,45	654,04	655,63	657,21	658,80	25
26	660,39	661,98	663,56	665,15	666,74	668,33	669,91	671,50	673,09	674,68	676,26	677,85	679,44	681,03	682,61	684,20	26
27	685,79	687,38	688,96	690,55	692,14	693,72	695,31	696,90	698,49	700,07	701,66	703,25	704,84	706,42	708,01	709,60	27
28	711,19	712,77	714,36	715,95	717,54	719,12	720,71	722,30	723,89	725,47	727,06	728,65	730,24	731,82	733,41	735,00	28
29	736,59	738,17	739,76	741,35	742,94	744,52	746,11	747,70	749,29	750,87	752,46	754,05	755,64	757,22	758,81	760,40	29
30	761,99	763,57	765,16	766,75	768,34	769,92	771,51	773,10	774,69	776,27	777,86	779,45	781,04	782,62	784,21	785,80	30
31	787,39	788,97	790,56	792,15	793,74	795,32	796,91	798,50	800,09	801,67	803,26	804,85	806,44	808,02	809,61	811,20	31
32	812,79	814,37	815,96	817,55	819,14	820,72	822,31	823,90	825,49	827,07	828,66	830,25	831,83	833,42	835,01	836,60	32
33	838,18	839,77	841,36	842,95	844,53	846,12	847,71	849,30	850,88	852,47	854,06	855,65	857,23	858,82	860,41	862,00	33
34	863,58	865,17	866,76	868,35	869,93	871,52	873,11	874,70	876,28	877,87	879,46	881,05	882,63	884,22	885,81	887,40	34
35	888,98	890,57	892,16	893,75	895,33	896,92	898,51	900,10	901,68	903,27	904,86	906,45	908,03	909,62	911,21	912,80	35
36	914,38	915,97	917,56	919,15	920,73	922,32	923,91	925,50	927,08	928,67	930,26	931,85	933,43	935,02	936,61	938,20	36
37	939,78	941,37	942,96	944,55	946,13	947,72	949,31	950,90	952,48	954,07	955,66	957,25	958,83	960,42	962,01	963,60	37
38	965,18	966,77	968,36	969,94	971,53	973,12	974,71	976,29	977,88	979,47	981,06	982,64	984,23	985,82	987,41	988,99	38
39	990,58	992,17	993,76	995,34	996,93	998,52	1000,1	1001,7	1003,3	1004,9	1006,5	1008,1	1009,6	1011,2	1012,8	1014,4	39
40	1016,0	1017,6	1019,2	1020,8	1022,3	1023,9	1025,5	1027,1	1028,7	1030,3	1031,9	1033,5	1035,0	1036,6	1038,2	1039,8	40
41	1041,4	1043,0	1044,6	1046,2	1047,7	1049,3	1050,9	1052,5	1054,1	1055,7	1057,3	1058,9	1060,4	1062,0	1063,6	1065,2	41
42	1066,8	1068,4	1070,0	1071,6	1073,1	1074,7	1076,3	1077,9	1079,5	1081,1	1082,7	1084,3	1085,8	1087,4	1089,0	1090,6	42
43	1092,2	1093,8	1095,4	1097,0	1098,5	1100,1	1101,7	1103,3	1104,9	1106,5	1108,1	1109,7	1111,2	1112,8	1114,4	1116,0	43
44	1117,6	1119,2	1120,8	1122,4	1123,9	1125,5	1127,1	1128,7	1130,3	1131,9	1133,5	1135,1	1136,6	1138,2	1139,8	1141,4	44
45	1143,0	1144,6	1146,2	1147,8	1149,3	1150,9	1152,5	1154,1	1155,7	1157,3	1158,9	1160,5	1162,0	1163,6	1165,2	1166,8	45
46	1168,4	1170,0	1171,6	1173,2	1174,7	1176,3	1177,9	1179,5	1181,1	1182,7	1184,3	1185,9	1187,4	1189,0	1190,6	1192,2	46
47	1193,8	1195,4	1197,0	1198,6	1200,1	1201,7	1203,3	1204,9	1206,5	1208,1	1209,7	1211,3	1212,8	1214,4	1216,0	1217,6	47
48	1219,2	1220,8	1222,4	1224,0	1225,5	1227,1	1228,7	1230,3	1231,9	1233,5	1235,1	1236,7	1238,2	1239,8	1241,4	1243,0	48
49	1244,6	1246,2	1247,8	1249,4	1250,9	1252,5	1254,1	1255,7	1257,3	1258,9	1260,5	1262,1	1263,6	1265,2	1266,8	1268,4	49
50	1270,0	1271,6	1273,2	1274,8	1276,3	1277,9	1279,5	1281,1	1282,7	1284,3	1285,9	1287,5	1289,0	1290,6	1292,2	1293,8	50

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ФУТОВ В МЕТРЫ

1 фут = 0,3048 м

Футы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Футы
	Метры										
0	—	0,305	0,610	0,914	1,219	1,524	1,829	2,134	2,438	2,743	0
10	3,048	3,353	3,658	3,962	4,267	4,572	4,877	5,182	5,486	5,791	10
20	6,096	6,401	6,706	7,010	7,315	7,620	7,925	8,230	8,534	8,839	20
30	9,144	9,449	9,754	10,058	10,363	10,668	10,973	11,278	11,582	11,887	30
40	12,192	12,497	12,802	13,106	13,411	13,716	14,021	14,326	14,631	14,935	40
50	15,240	15,545	15,850	16,154	16,459	16,764	17,069	17,374	17,678	17,983	50
60	18,288	18,593	18,898	19,202	19,507	19,812	20,117	20,422	20,726	21,031	60
70	21,336	21,641	21,946	22,250	22,555	22,860	23,165	23,470	23,774	24,079	70
80	24,384	24,689	24,994	25,298	25,603	25,908	26,213	26,518	26,822	27,127	80
90	27,432	27,737	28,042	28,346	28,651	28,956	29,261	29,566	29,870	30,175	90

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА КВАДРАТНЫХ ДЮЙМОВ В КВАДРАТНЫЕ САНТИМЕТРЫ

1 кв. дюйм = 6,4517 см²

Квадратные дюймы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Квадратные дюймы
	Квадратные сантиметры										
0	—	6,45	12,90	19,36	25,81	32,26	38,71	45,16	51,61	58,07	0
10	64,52	70,97	77,42	83,87	90,32	96,77	103,23	109,68	116,13	122,58	10
20	129,03	135,48	141,94	148,39	154,84	161,29	167,74	174,19	180,65	187,10	20
30	193,55	200,00	206,45	212,90	219,36	225,81	232,26	238,71	245,16	251,61	30
40	258,07	264,52	270,97	277,42	283,87	290,32	296,77	303,23	309,68	316,13	40
50	322,58	329,03	335,48	341,93	348,39	354,84	361,29	367,74	374,19	380,65	50
60	387,10	393,55	400,00	406,45	412,90	419,36	425,81	432,26	438,71	445,16	60
70	451,61	458,07	464,52	470,97	477,42	483,87	490,32	496,78	503,23	509,68	70
80	516,13	522,58	529,03	535,48	541,94	548,39	554,84	561,29	567,74	574,19	80
90	580,65	587,10	593,55	600,00	606,45	612,90	619,36	625,81	632,26	638,71	90
100	645,17	651,62	658,07	664,52	670,97	677,42	683,88	690,33	696,78	703,23	100

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА КВАДРАТНЫХ ФУТОВ В КВАДРАТНЫЕ МЕТРЫ

1 кв. фут=0.092903 м²

Квадратные футы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Квадратные футы
	Квадратные метры										
0	—	0,0929	0,1858	0,2787	0,3716	0.4645	0.5574	0.6503	0,7432	0,8361	0
10	0,9290	1,0219	1,1148	1,2077	1,3006	1,3936	1,4865	1,5794	1,6723	1,7652	10
20	1,8581	1,9510	2,0439	2,1368	2,2297	2,3226	2,4155	2,5084	2,6013	2,6942	20
30	2,7871	2,8800	2,9729	3,0658	3,1587	3,2516	3,3445	3,4374	3,5303	3,6232	30
40	3,7161	3,8090	3,9019	3,9948	4,0878	4,1807	4,2736	4,3665	4,4594	4,5523	40
50	4,6452	4,7381	4,8310	4,9239	5,0168	5,1097	5,2026	5,2955	5,3884	5,4813	50
60	5,5742	5,6671	5,7600	5,8529	5,9458	6,0387	6,1316	6,2245	6,3174	6,4103	60
70	6,5032	6,5961	6,6890	6,7819	6,8749	6,9678	7,0607	7,1536	7,2465	7,3394	70
80	7,4323	7,5252	7,6181	7,7110	7,8039	7,8968	7,9897	8,0826	8,1755	8,2684	80
90	8,3613	8,4542	8,5471	8,6400	8,7329	8,8258	8,9187	9,0116	9,1045	9,1974	90
100	9,2903	9,3832	9,4761	9,5690	9,6619	9,7548	9,8477	9,9406	10,0335	10,1264	100

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА АКРОВ В ГЕКТАРЫ

1 акр=0.4047 га

Акры	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Гектары									
0	—	0.4047	0.8094	1,2141	1,6188	2,0235	2,4282	2,8329	3,2376	3,6423
10	4,0470	4,4517	4,8564	5,2611	5,6658	6,0705	6,4752	6,8799	7,2846	7,6893
20	8,0940	8,4987	8,9034	9,3081	9,7128	10,1175	10,5222	10,9269	11,3316	11,7363
30	12,1410	12,5457	12,9504	13,3551	13,7598	14,1645	14,5692	14,9739	15,3786	15,7833
40	16,1880	16,5927	16,9974	17,4021	17,8068	18,2115	18,6162	19,0209	19,4256	19,8303
50	20,2350	20,6397	21,0444	21,4491	21,8538	22,2585	22,6632	23,0679	23,4726	23,8773
60	24,2820	24,6867	25,0914	25,4961	25,9008	26,3055	26,7102	27,1149	27,5196	27,9243
70	28,3290	28,7337	29,1384	29,5431	29,9478	30,3525	30,7572	31,1619	31,5666	31,9713
80	32,3760	32,7807	33,1854	33,5901	33,9948	34,3995	34,8042	35,2089	35,6136	36,0183
90	36,4230	36,8277	36,2324	37,6371	38,0418	38,4465	38,8512	39,2559	39,6606	40,0653

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА АКРО-ФУТОВ В ГА-МЕТРЫ

1 акро-фут = 0,12335 га-м

Акро-футы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	га-метры									
0	—	0,12335	0,24670	0,37005	0,49340	0,61675	0,74010	0,86345	0,98680	1,11015
10	1,23350	1,35685	1,48020	1,60355	1,72690	1,85025	1,97360	2,09695	2,22030	2,34365
20	2,46700	2,59035	2,71370	2,83705	2,96040	3,08375	3,20710	3,33045	3,45380	3,57715
30	3,70050	3,82385	3,94720	4,07055	4,19390	4,31725	4,44060	4,56395	4,68730	4,81065
40	4,93400	5,05735	5,18070	5,30405	5,42740	5,55075	5,67410	5,79745	5,92080	6,04415
50	6,16750	6,29085	6,41420	6,53755	6,66090	6,78425	6,90760	7,03095	7,15430	7,27765
60	7,40100	7,52435	7,64770	7,77105	7,89440	8,01775	8,14110	8,26445	8,38780	8,51115
70	8,63450	8,75785	8,88120	9,00455	9,12790	9,25125	9,37460	9,49795	9,62130	9,74465
80	9,86800	9,99135	10,11470	10,23805	10,36140	10,48475	10,60810	10,73145	10,85480	10,97815
90	11,10150	11,22485	11,34820	11,47155	11,59490	11,71825	11,84160	11,96495	12,08830	12,21165

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА КУБИЧЕСКИХ ФУТОВ В КУБИЧЕСКИЕ МЕТРЫ

1 куб. фут = 0,028317 м³

Кубические футы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Кубические футы
	Кубические метры										
0	—	0,0283	0,0566	0,0850	0,1133	0,1416	0,1699	0,1982	0,2265	0,2548	0
10	0,2832	0,3115	0,3398	0,3681	0,3964	0,4248	0,4531	0,4814	0,5097	0,5380	10
20	0,5663	0,5947	0,6230	0,6513	0,6796	0,7079	0,7362	0,7646	0,7929	0,8212	20
30	0,8495	0,8778	0,9061	0,9345	0,9628	0,9911	1,0194	1,0477	1,0760	1,1044	30
40	1,1327	1,1610	1,1893	1,2176	1,2459	1,2742	1,3026	1,3309	1,3592	1,3875	40
50	1,4159	1,4442	1,4725	1,5008	1,5291	1,5574	1,5858	1,6141	1,6424	1,6707	50
60	1,6990	1,7273	1,7557	1,7840	1,8123	1,8406	1,8689	1,8972	1,9256	1,9539	60
70	1,9822	2,0105	2,0388	2,0671	2,0955	2,1238	2,1521	2,1804	2,2087	2,2370	70
80	2,2654	2,2937	2,3220	2,3503	2,3786	2,4069	2,4353	2,4636	2,4919	2,5202	80
90	2,5485	2,5768	2,6052	2,6335	2,6618	2,6901	2,7184	2,7468	2,7751	2,8034	90
100	2,8317	2,8600	2,8884	2,9167	2,9450	2,9733	3,0016	3,0300	3,0583	3,0866	100

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА АМЕРИКАНСКИХ (ВИНЧЕСТЕРСКИХ) ГАЛЛОНОВ В ЛИТРЫ

1 галлон США = 231 куб. дюйм = 3.785412 л

Галлоны США	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Галлоны США
	Литры										
0	—	3,785	7,571	11,356	15,142	18,927	22,713	26,498	30,283	34,069	0
10	37,854	41,640	45,425	49,211	52,996	56,781	60,567	64,352	68,138	71,923	10
20	75,709	79,494	83,280	87,065	90,850	94,636	98,421	102,21	105,99	109,78	20
30	113,56	117,35	121,13	124,92	128,70	132,49	136,28	140,06	143,85	147,63	30
40	151,42	155,20	158,99	162,77	166,56	170,34	174,13	177,92	181,70	185,49	40
50	189,27	193,06	196,84	200,63	204,41	208,20	211,98	215,77	219,56	223,34	50
60	227,13	230,91	234,70	238,48	242,27	246,05	249,84	253,62	257,41	261,19	60
70	264,98	268,77	272,55	276,34	280,12	283,91	287,69	291,48	295,26	299,05	70
80	302,83	306,62	310,41	314,19	317,98	321,76	325,55	329,33	333,12	336,90	80
90	340,69	344,47	348,26	352,05	355,83	359,62	363,40	367,19	370,97	374,76	90
100	378,54	382,33	386,11	389,90	393,69	397,47	401,26	405,04	408,83	412,61	100

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ГАЛЛОНОВ В МИНУТУ В ЛИТРЫ В СЕКУНДУ

1 гал/мин = 0,063 л/сек

Галлоны/мин	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	литры/секунду									
0	—	0,063	0,126	0,189	0,252	0,315	0,378	0,441	0,504	0,567
10	0,630	0,693	0,756	0,819	0,882	0,945	1,008	1,071	1,134	1,197
20	1,260	1,323	1,386	1,449	1,512	1,575	1,638	1,701	1,764	1,827
30	1,890	1,953	2,016	2,079	2,142	2,205	2,268	2,331	2,394	2,457
40	2,520	2,583	2,646	2,709	2,772	2,835	2,898	2,961	3,024	3,087
50	3,150	3,213	3,276	3,339	3,402	3,465	3,528	3,591	3,654	3,717
60	3,780	3,843	3,906	3,969	4,032	4,095	4,158	4,221	4,284	4,347
70	4,410	4,473	4,536	4,599	4,662	4,725	4,788	4,851	4,914	4,977
80	5,040	5,103	5,166	5,229	5,292	5,355	5,418	5,481	5,544	5,607
90	5,670	5,733	5,796	5,859	5,922	5,985	6,048	6,111	6,174	6,237

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА БАРРЕЛЕЙ (НЕФТЯНЫХ) В КУБ. МЕТРЫ

1 баррель = 0.158988 м³

Баррели	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Баррели
	Кубические метры										
0	—	0,15899	0,31798	0,47696	0,63595	0,79494	0,95393	1,11292	1,27190	1,43089	0
10	1,58988	1,74887	1,90786	2,06684	2,22583	2,38482	2,54381	2,70280	2,86178	3,02077	10
20	3,17976	3,33875	3,49774	3,65672	3,81571	3,97470	4,13368	4,29268	4,45166	4,61065	20
30	4,76964	4,92863	5,08762	5,24660	5,40559	5,56458	5,72357	5,88256	6,04154	6,20053	30
40	6,35952	6,51851	6,67750	6,83648	6,99547	7,15446	7,31345	7,47244	7,63142	7,79041	40
50	7,94940	8,10839	8,26738	8,42636	8,58535	8,74434	8,90333	9,06232	9,22130	9,38029	50
60	9,53928	9,69827	9,85726	10,01624	10,17523	10,33422	10,49321	10,65220	10,81118	10,97017	60
70	11,12916	11,28815	11,44714	11,60612	11,76511	11,92410	12,08309	12,24208	12,40106	12,56005	70
80	12,71904	12,87803	13,03702	13,19600	13,35499	13,51398	13,67297	13,83196	13,99094	14,14993	80
90	14,30892	14,46791	14,62690	14,78588	14,94487	15,10386	15,26285	15,42184	15,58082	15,73981	90

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА БАРРЕЛЕЙ НА АКР В КУБИЧЕСКИЕ МЕТРЫ НА ГА

1 бар/акр = 0.39289 м³/га

бар./акр	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	куб. метры на га									
0	—	0,39289	0,78578	1,17867	1,57156	1,96445	2,35734	2,75023	3,14312	3,53601
10	3,92890	4,32179	4,71468	5,10757	5,50046	5,89335	6,28624	6,67913	7,07202	7,46491
20	7,85780	8,25069	8,64358	9,03647	9,42936	9,82225	10,21514	10,60803	11,00092	11,39381
30	11,78670	12,17959	12,57248	12,96537	13,35826	13,75115	14,14404	14,53693	14,92982	15,32271
40	15,71560	16,10849	16,50138	16,89427	17,28716	17,68005	18,07294	18,46583	18,85872	19,25161
50	19,64450	20,03739	20,43028	20,82317	21,21606	21,60895	22,00184	22,39473	22,78762	23,18051
60	23,57340	23,96629	24,35918	24,75207	25,14496	25,53785	25,93074	26,32363	26,71652	27,10941
70	27,50230	27,89519	28,28808	28,68097	29,07386	29,46675	29,85964	30,25253	30,64542	31,03831
80	31,43120	31,82409	32,21698	32,60987	33,00276	33,39565	33,78854	34,18143	34,57432	34,96721
90	35,36010	35,75299	36,14588	36,53877	36,93166	37,32455	37,71744	38,11033	38,50322	38,89611

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА БАРРЕЛЕЙ НА АКРО-ФУТ В КУБИЧЕСКИЕ МЕТРЫ НА ГА-МЕТР
1 барр/акро-фут = 1.28901 м³/га-м

барр./акро-фут	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	куб. метры на гектар									
0	—	1,289	2,578	3,867	5,156	6,445	7,734	9,023	10,312	11,601
10	12,890	14,179	15,468	16,757	18,046	19,335	20,624	21,913	23,202	24,491
20	25,780	27,069	28,358	29,647	30,936	32,225	33,514	34,803	36,092	37,381
30	38,670	39,959	41,248	42,537	43,826	45,115	46,404	47,693	48,982	50,271
40	51,560	52,849	54,138	55,427	56,716	58,005	59,294	60,583	61,872	63,161
50	64,450	65,739	67,028	68,317	69,606	70,895	72,184	73,473	74,762	76,051
60	77,340	78,629	79,918	81,207	82,496	83,785	85,074	86,363	87,652	88,941
70	90,230	91,519	92,809	94,097	95,386	96,675	97,964	99,253	100,542	101,831
80	103,120	104,409	105,698	106,987	108,276	109,565	110,854	112,143	113,432	114,721
90	116,010	117,299	118,588	119,877	121,166	122,455	123,744	125,033	126,322	127,611

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА КУБИЧЕСКИХ ФУТОВ НА БАРРЕЛЬ В КУБИЧЕСКИЕ МЕТРЫ НА КУБИЧЕСКИЙ МЕТР
1 куб. фут/баррель = 0.1781 м³/м³

куб. фут./баррель	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	куб. метр/куб. метр									
0	—	0,1781	0,3562	0,5343	0,7124	0,8905	1,0686	1,2467	1,4248	1,6029
10	1,7810	1,9591	2,1372	2,3153	2,4934	2,6715	2,8496	3,0277	3,2058	3,3839
20	3,5620	3,7401	3,9182	4,0963	4,2744	4,4525	4,6306	4,8087	4,9868	5,1649
30	5,3430	5,5211	5,6992	5,8773	6,0554	6,2336	6,4116	6,5897	6,7678	6,9459
40	7,1240	7,3021	7,4802	7,6583	7,8364	8,0145	8,1926	8,3707	8,5488	8,7269
50	8,9050	9,0831	9,2612	9,4393	9,6174	9,7955	9,9736	10,1517	10,3298	10,5079
60	10,6860	10,8641	11,0422	11,2203	11,3984	11,5765	11,7546	11,9327	12,1108	12,2889
70	12,4670	12,6451	12,8232	13,0013	13,1794	13,3575	13,5356	13,7137	13,8918	14,0699
80	14,2480	14,4261	14,6042	14,7823	14,9604	15,1385	15,3166	15,4947	15,6728	15,8509
90	16,0290	16,2071	16,3853	16,5634	16,7415	16,9196	17,0977	17,2758	17,4539	17,6320

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ФУНТОВ В КИЛОГРАММЫ

1 фунт = 0,45359 кг

Фунты	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Фунты
	Килограммы										
0	—	0,45359	0,90718	1,36078	1,81437	2,26796	2,72155	3,17515	3,62874	4,08233	0
10	4,53592	4,98952	5,44311	5,89670	6,35029	6,80389	7,25748	7,71107	8,16466	8,61826	10
20	9,07185	9,52544	9,97903	10,43263	10,88622	11,33981	11,79340	12,24700	12,70059	13,15418	20
30	13,60777	14,06137	14,51496	14,96855	15,42214	15,87573	16,32933	16,78292	17,23651	17,69010	30
40	18,14370	18,59729	19,05088	19,50447	19,95807	20,41166	20,86525	21,31884	21,77244	22,22603	40
50	22,67962	23,13321	23,58681	24,04040	24,49399	24,94758	25,40118	25,85477	26,30836	26,76195	50
60	27,21555	27,66914	28,12273	28,57632	29,02992	29,48351	29,93710	30,39069	30,84429	31,29788	60
70	31,75147	32,20506	32,65865	33,11225	33,56584	34,01943	34,47302	34,92662	35,38021	35,83380	70
80	36,28739	36,74099	37,19458	37,64817	38,10176	38,55536	39,00895	39,46254	39,91613	40,36973	80
90	40,82332	41,27691	41,73050	42,18410	42,63769	43,09128	43,54488	43,99847	44,45206	44,90565	90

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ФУНТОВ НА ФУТ В КИЛОГРАММЫ НА МЕТР

1 фунт/фут = 1,488 кг/м

(ДЛЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРИЛЬНЫХ, ОБСАДНЫХ И НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ)

Фунт/фут	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Килограмм/метр									
0	—	1.49	2.98	4.48	5.95	7.44	8.93	10.42	11.90	13.39
10	14.88	16.37	17.86	19.34	20.83	22.32	23.81	25.30	26.78	28.27
20	29.76	31.25	32.74	34.22	35.71	37.20	38.69	40.18	41.66	43.15
30	44.64	46.13	47.62	49.10	50.59	52.08	53.57	55.06	56.54	58.03
40	59.52	61.01	62.50	63.98	65.47	66.96	68.45	69.94	71.42	72.91
50	74.40	75.89	77.38	78.86	80.35	81.84	83.33	84.82	86.30	87.79
60	89.28	90.77	92.26	93.74	95.23	96.72	98.21	99.70	101.18	102.67
70	104.16	105.65	107.14	108.62	110.11	111.60	113.09	114.58	116.06	117.55
80	119.04	120.53	122.02	123.50	124.99	126.48	127.97	129.46	130.94	132.43
90	133.92	135.41	136.90	138.39	139.87	141.36	142.85	144.34	145.82	147.31

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ФУНТО-ФУТОВ В КИЛОГРАММО-МЕТРЫ

1 фунто-фут = 0,138255 кГм

Фунто-футы	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	килограмм-метры									
0	—	0.13825	0.27651	0.41476	0.55302	0.69127	0.82953	0.96778	1.10604	1.24429
10	1.38255	1.52080	1.65906	1.79731	1.93557	2.07382	2.21208	2.35033	2.48859	2.62684
20	2.76510	2.90335	3.04161	3.17986	3.31812	3.45637	3.59463	3.73288	3.87114	4.00939
30	4.14765	4.28590	4.42416	4.56241	4.70067	4.83892	4.97718	5.11543	5.25369	5.39194
40	5.53020	5.66845	5.80671	5.94496	6.08322	6.22147	6.35973	6.49798	6.63624	6.77449
50	6.91275	7.05100	7.18926	7.32751	7.46577	7.60402	7.74228	7.88053	8.01879	8.15704
60	8.29530	8.43355	8.57181	8.71006	8.84832	8.98657	9.12483	9.26308	9.40134	9.53959
70	9.67785	9.81610	9.95436	10.09261	10.23087	10.36912	10.50738	10.64563	10.78389	10.92214
80	11.06070	11.19865	11.33691	11.47516	11.61342	11.75167	11.88993	12.02818	12.16644	12.30469
90	12.44295	12.58120	12.81946	12.85771	12.99597	13.13422	13.27248	13.41073	13.54899	13.68724

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ФУНТОВ НА КВ. ДЮЙМ В КИЛОГРАММЫ НА КВ. САНТИМЕТР

1 фунт/кв. дюйм = 0,0703 кг/см²

Фунт/кв. дюйм	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	килограммы на кв. сантиметр									
0	—	0.0703	0.1406	0.2109	0.2812	0.3515	0.4218	0.4921	0.5624	0.6327
10	0.7031	0.7734	0.8437	0.9140	0.9843	1.0546	1.1249	1.1952	1.2655	1.3358
20	1.4061	1.4765	1.5468	1.6171	1.6874	1.7577	1.8280	1.8983	1.9686	2.0389
30	2.1092	2.1796	2.2499	2.3202	2.3905	2.4608	2.5311	2.6014	2.6717	2.7420
40	2.8123	2.8826	2.9530	3.0233	3.0936	3.1639	3.2342	3.3045	3.3748	3.4451
50	3.5154	3.5857	3.6561	3.7264	3.7967	3.8670	3.9373	4.0076	4.0779	4.1482
60	4.2185	4.2888	4.3591	4.4295	4.4998	4.5701	4.6404	4.7107	4.7810	4.8513
70	4.9216	4.9919	5.0622	5.1326	5.2029	5.2732	5.3435	5.4138	5.4841	5.5544
80	5.6247	5.6950	5.7653	5.8356	5.9060	5.9763	6.0466	6.1169	6.1872	6.2575
90	6.3278	6.3981	6.4684	6.5387	6.6091	6.6794	6.7497	6.8200	6.8903	6.9606
100	7.0309	7.1012	7.1715	7.2418	7.3121	7.3825	7.4528	7.5231	7.5934	7.6637

ТАБЛИЦА ПЕРЕВОДА ФУНТОВ НА КВ. ФУТ В КИЛОГРАММЫ НА КВ. МЕТР

1 фунт/кв. фут = 4,88247 кг/м²

Фунт/кв. фут	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	килограммы на кв. метр									
0	—	4.8825	9.7649	14.6474	19.5299	24.4123	29.2948	34.1773	39.0597	43.9422
10	48.825	53.708	58.590	63.472	68.355	73.237	78.120	83.002	87.885	92.767
20	97.649	102.532	107.414	112.296	117.179	122.061	126.944	131.826	136.709	141.591
30	146.474	151.357	156.239	161.121	166.004	170.886	175.769	180.651	185.534	190.416
40	195.299	200.182	205.064	209.946	214.829	219.711	224.594	229.476	234.359	239.241
50	244.123	249.006	253.888	258.770	263.653	268.535	273.418	278.300	283.183	288.065
60	292.948	297.831	302.713	307.595	312.478	317.360	322.243	327.125	332.008	336.890
70	341.773	346.656	351.538	356.420	361.303	366.185	371.068	375.950	380.833	385.715
80	390.597	395.480	400.362	405.244	410.127	415.009	419.892	424.774	429.657	434.539
90	439.422	444.305	449.187	454.069	458.952	463.834	468.717	473.599	478.482	483.364
100	488.247	493.120	498.012	502.894	507.777	512.659	517.542	522.424	527.307	532.189

ПЕРЕВОД ГРАДУСОВ ФАРЕНГЕЙТА В ГРАДУСЫ ЦЕЛЬСИЯ

$1^\circ\Phi = 5/9^\circ\Pi$; $n^\circ\Phi = [(n - 32)\cdot 5/9]^\circ\Pi$

$n^\circ\Pi = \left(n\cdot\frac{9}{5} + 32\right)^\circ\Phi$

°Ф	°П	°Ф	°П	°Ф	°П	°Ф	°П	°Ф	°П
76	60.00	17	−8	42	5.55	101	38.33
75	59.44	16	−8	43	6.11	102	38.89
74	58.89	15	−9	44	6.67	103	39.44
73	58.33	14	−9	45	7.22	104	40.00
72	57.78	13	−10	46	7.78	105	40.55
71	57.22	12	−10	47	8.33	106	41.11
70	56.67	11	−11	48	8.89	107	41.67
69	56.11	10	−11	49	9.44	108	42.22
68	55.55	9	−12	50	10.00	109	42.78
67	55.00	8	−12	51	10.56	110	43.33
66	54.44	7	−13	52	11.11	111	43.89
65	53.89	6	−13	53	11.67	112	44.44
64	53.33	5	−14	54	12.22	113	45.00
63	52.78	4	−14	55	12.78	114	45.55
62	52.22	3	−15	56	13.33	115	46.11
61	51.67	2	−15	57	13.89	116	46.67
60	51.11	1	−16	58	14.44	117	47.22
59	50.55	0	−16	59	15.00	118	47.78
58	50.00	1	−16	60	15.55	119	48.33
57	49.44	2	−16	61	16.11	120	48.89
56	48.89	3	−16	62	16.67	121	49.44
55	48.33	4	−15	63	17.22	122	50.00
54	47.78	5	−15	64	17.78	123	50.55
53	47.22	6	−14	65	18.33	124	51.11
52	46.67	7	−14	66	18.89	125	51.67
51	46.11	8	−13	67	19.44	126	52.22
50	45.55	9	−13	68	20.00	127	52.78
49	45.00	10	−12	69	20.55	128	53.33
48	44.44	11	−12	70	21.11	129	53.89
47	43.89	12	−11	71	21.67	130	54.44
46	43.33	13	−11	72	22.22	131	55.00
45	42.78	14	−10	73	22.78	132	55.55
44	42.22	15	−10	74	23.33	133	56.11
43	41.67	16	−9	75	23.89	134	56.67
42	41.11	17	−9	76	24.44	135	57.22
41	40.55	18	−8	77	25.00	136	57.78
40	40.00	19	−8	78	25.55	137	58.33
39	39.44	20	−7	79	26.11	138	58.89
38	38.89	21	−7	80	26.67	139	59.44
37	38.33	22	−6	81	27.22	140	60.00
36	37.78	23	−6	82	27.78	141	60.55
35	37.22	24	−5	83	28.33	142	61.11
34	36.67	25	−5	84	28.89	143	61.67
33	36.11	26	−4	85	29.44	144	62.22
32	35.55	27	−4	86	30.00	145	62.78
31	35.00	28	−3	87	30.55	146	63.33
30	34.44	29	−3	88	31.11	147	63.89
29	33.89	30	−2	89	31.67	148	64.44
28	33.33	31	−2	90	32.22	149	65.00
27	32.78	32	−1	91	32.78	150	65.55
26	32.22	33	−1	92	33.33	151	66.11
25	31.67	34	0	93	33.89	152	66.67
24	31.11	35	+	94	34.44	153	67.22
23	30.55	36	1	95	35.00	154	67.78
22	30.00	37	1	96	35.55	155	68.33
21	29.44	38	2	97	36.11	156	68.89
20	28.89	39	2	98	36.67	157	69.44
19	28.33	40	3	99	37.22	158	70.00
18	27.78	41	3	100	37.78	159	70.55

°Ф	°Н	°Ф	°Н	°Ф	°Н	°Ф	°Н
160	71,11	223	106,11	286	141,11	725	385,[illegible]
161	71,67	224	106,67	287	141,67	750	398,[illegible]
162	72,22	225	107,22	288	142,22	775	412,[illegible]
163	72,78	226	107,78	289	142,78	800	425,67
164	73,33	227	108,33	290	143,33	825	[illegible]
165	73,89	228	108,89	291	143,89	850	[illegible]
166	74,44	229	109,44	292	144,44	875	[illegible]
167	75,00	230	110,00	293	145,0	900	482,22
168	75,56	231	110,56	294	145,56	925	[illegible]
169	76,11	232	111,11	295	146,11	950	[illegible]
170	76,67	233	111,67	296	146,67	975	[illegible]
171	77,22	234	112,22	297	147,22	1000	537,[illegible]
172	77,78	235	112,78	298	147,78	1050	565,56
173	78,33	236	113,33	299	148,33	1100	593,33
174	78,89	237	113,89	300	148,89	1150	621,11
175	79,44	238	114,44	305	151,67	1200	648,89
176	80,00	239	115,00	310	154,44	1250	673,33
177	80,55	240	115,56	315	157,22	1300	704,44
178	81,11	241	116,11	320	160,00	1350	732,22
179	81,67	242	116,67	325	162,78	1400	760,00
180	82,22	243	117,22	330	165,56	1450	787,78
181	82,78	244	117,78	335	168,33	1500	815,56
182	83,33	245	118,33	340	171,11	1550	843,33
183	83,89	246	118,89	345	173,89	1600	871,11
184	84,44	247	119,44	350	176,67	1650	896,59
185	85,00	248	120,0	355	179,44	1700	926,67
186	85,55	249	120,56	360	182,22	1750	954,44
187	86,11	250	121,11	365	185,00	1800	982,22
188	86,67	251	121,67	370	187,78	1850	1010,00
189	87,22	252	122,22	375	190,56	1900	1037,78
190	87,78	253	122,78	380	193,33	1950	1065,56
191	88,33	254	123,33	385	196,11	2000	1093,33
192	88,89	255	123,89	390	198,89	2100	1148,89
193	89,44	256	124,44	395	201,67	2200	1204,44
194	90,00	257	125,00	400	204,44	2300	1260,00
195	90,55	258	125,56	405	207,22	2400	1315,56
196	91,11	259	126,11	410	210,00	2500	1371,11
197	91,67	260	126,67	415	212,78	2600	1426,67
198	92,22	261	127,22	420	215,56	2700	1482,22
199	92,78	262	127,78	425	218,33	2800	1537,78
200	93,33	263	128,33	430	221,11	2900	1593,33
201	93,89	264	128,89	435	223,89	3000	1648,89
202	94,44	265	129,44	440	226,67	3100	1704,44
203	95,00	266	130,00	445	229,44	3200	1760,00
204	95,55	267	130,56	450	232,22	3300	1815,56
205	96,11	268	131,11	455	235,00	3400	1871,11
206	96,67	269	131,67	460	237,78	3500	1926,67
207	97,22	270	132,22	465	240,56	3600	1982,22
208	97,78	271	132,78	470	243,33	3700	2037,78
209	98,33	272	133,33	475	246,11	3800	2093,33
210	98,89	273	133,89	480	248,89	3900	2148,89
211	99,44	274	134,44	485	251,67	4000	2204,44
212	100,00	275	135,0	490	254,44	4100	2260,00
213	100,56	276	135,56	495	257,22	4200	2315,56
214	101,11	277	136,11	500	260,00	4300	2371,11
215	101,76	278	136,67	525	273,89	4400	2426,67
216	102,22	279	137,22	550	287,78	4500	2482,22
217	102,78	280	137,78	575	301,67	4600	2537,78
218	103,33	281	138,33	600	315,56	4700	2593,33
219	103,89	282	138,89	625	329,44	4800	2648,89
220	104,44	283	139,44	650	343,33	4900	2704,44
221	105,0	284	140,00	675	357,22	5000	2760,00
222	105,56	285	140,56	700	371,11		

ПЕРЕВОД ГРАДУСОВ АПИ В УДЕЛЬНЫЙ ВЕС

°АПИ	Уд. вес	°АПИ	Уд. вес	°АПИ	Уд. вес	°АПИ	Уд. вес
0	1,0760	25	0,9042	50	0,7796	75	0,6852
0,5	1,0719	25,5	0,9013	50,5	0,7775	75,5	0,6836
1	1,0679	26	0,8984	51	0,7753	76	0,6819
1,5	1,0639	26,5	0,8956	51,5	0,7732	76,5	0,6803
2	1,0599	27	0,8927	52	0,7711	77	0,6787
2,5	1,0559	27,5	0,8899	52,5	0,7690	77,5	0,6770
3	1,0520	28	0,8871	53	0,7669	78	0,6754
3,5	1,0481	28,5	0,8844	53,5	0,7649	78,5	0,6738
4	1,0443	29	0,8816	54	0,7628	79	0,6722
4,5	1,0404	29,5	0,8789	54,5	0,7608	79,5	0,6706
5	1,0366	30	0,8762	55	0,7587	80	0,6690
5,5	1,0328	30,5	0,8735	55,5	0,7567	80,5	0,6675
6	1,0291	31	0,8708	56	0,7547	81	0,6659
6,5	1,0253	31,5	0,8681	56,5	0,7527	81,5	0,6643
7	1,0217	32	0,8654	57	0,7507	82	0,6628
7,5	1,0179	32,5	0,8628	57,5	0,7487	82,5	0,6612
8	1,0143	33	0,8602	58	0,7467	83	0,6597
8,5	1,0107	33,5	0,8576	58,5	0,7447	83,5	0,6581
9	1,0071	34	0,8550	59	0,7428	84	0,6566
9,5	1,0035	34,5	0,8524	59,5	0,7408	84,5	0,6551
10	1,000	35	0,8498	60	0,7389	85	0,6536
10,5	0,9965	35,5	0,8473	60,5	0,7370	85,5	0,6521
11	0,9930	36	0,8448	61	0,7351	86	0,6506
11,5	0,9895	36,5	0,8423	61,5	0,7332	86,5	0,6491
12	0,9861	37	0,8398	62	0,7313	87	0,6476
12,5	0,9826	37,5	0,8373	62,5	0,7294	87,5	0,6461
13	0,9792	38	0,8348	63	0,7275	88	0,6446
13,5	0,9759	38,5	0,8324	63,5	0,7256	88,5	0,6432
14	0,9725	39	0,8299	64	0,7238	89	0,6417
14,5	0,9692	39,5	0,8275	64,5	0,7219	89,5	0,6403
15	0,9659	40	0,8251	65	0,7201	90	0,6388
15,5	0,9626	40,5	0,8227	65,5	0,7183	90,5	0,6374
16	0,9593	41	0,8203	66	0,7165	91	0,6360
16,5	0,9561	41,5	0,8179	66,5	0,7146	91,5	0,6345
17	0,9529	42	0,8155	67	0,7128	92	0,6331
17,5	0,9497	42,5	0,8132	67,5	0,7111	92,5	0,6317
18	0,9465	43	0,8109	68	0,7093	93	0,6303
18,5	0,9433	43,5	0,8086	68,5	0,7075	93,5	0,6289
19	0,9402	44	0,8063	69	0,7057	94	0,6275
19,5	0,9371	44,5	0,8040	69,5	0,7040	94,5	0,6261
20	0,9340	45	0,8017	70	0,7022	95	0,6247
20,5	0,9309	45,5	0,7994	70,5	0,7005	95,5	0,6233
21	0,9279	46	0,7972	71	0,6988	96	0,6220
21,5	0,9248	46,5	0,7949	71,5	0,6970	96,5	0,6206
22	0,9218	47	0,7927	72	0,6953	97	0,6193
22,5	0,9188	47,5	0,7905	72,5	0,6936	97,5	0,6179
23	0,9159	48	0,7883	73	0,6919	98	0,6166
23,5	0,9129	48,5	0,7861	73,5	0,6902	98,5	0,6152
24	0,9100	49	0,7839	74	0,6886	99	0,6139
24,5	0,9071	49,5	0,7818	74,5	0,6869	99,5	0,6126
						100	0,6112

ПЕРЕВОД ОБЪЕМНОГО ВЕСА БУРОВОГО РАСТВОРА (В ФУНТАХ) В УДЕЛЬНЫЙ ВЕС (В г/см³)

Вес галлона, фунты	Вес куб. фута, фунты	г/см³	Вес галлона, фунты	Вес куб. фута, фунты	г/см³
8,34	62,5	1,0	13,5	—	1,62
8,50	—	1,02	—	162,5	1,64
—	65,0	1,04	14,0	165,0	1,68
9,0	67,5	1,08	—	167,5	1,72
—	70,0	1,12	14,5	—	1,76
9,5	—	1,14	—	170,0	1,76
—	72,5	1,16	15,0	172,5	1,80
10	75,0	1,20	—	175,0	1,84
—	77,5	1,24	15,5	—	1,86
10,5	—	1,26	—	177,5	1,88
—	80,0	1,28	16,0	180,0	1,92
11,0	82,5	1,32	—	182,5	1,96
—	85,0	1,36	16,5	—	1,98
11,5	—	1,38	—	185,0	2,00
—	87,5	1,40	17,0	187,5	2,04
12,0	90,0	1,44	—	190,0	2,08
—	92,5	1,48	17,5	—	2,10
12,5	—	1,50	—	192,5	2,12
—	95,0	1,52	18,0	195,0	2,16
13,0	97,5	1,56	—	197,5	2,20
—	100,0	1,60	18,5	—	2,22

АМЕРИКАНСКИЙ СТАНДАРТ НА СИТА

№ сита (число отверстий на 1 дюйм), меш	Размер ячейки в свету, мм	№ сита (число отверстий на 1 дюйм), меш	Размер ячейки в свету, мм
14	1,41	50	0,30
16	1,19	60	0,25
18	1,00	70	0,21
20	0,84	100	0,149
25	0,71	120	0,125
30	0,59	140	0,105
35	0,50	170	0,088
40	0,42	200	0,074
45	0,35	230	0,062

Таблица XXVI

ОБЪЕМ ОБСАДНЫХ ТРУБ

Наружный диаметр, дюймы	Толщина стенки, мм	Вес 1 пог. м, кг	Объем 100 пог. м, м³	Наружный диаметр, дюймы	Толщина стенки, мм	Вес 1 пог. м, кг	Объем 100 пог. м, м³
5	7,5	22,4	0,98	9⅝	8,9	53,6	4,00
5½	7,0	23,1	1,24	9⅝	11,0	64,4	3,86
5½	9,2	29,8	1,16	9⅝	15,0	86,5	3,58
6⅝	9,0	35,8	1,76	10¾	8,9	60,4	5,09
7	6,0	25,3	2,15	10¾	12,6	82,7	4,80
7	9,2	38,8	1,98	13⅜	9,7	81,3	8,02
7⅝	8,3	39,4	2,45	13⅜	11,0	91,0	7,87
8⅝	10,0	53,6	3,08				

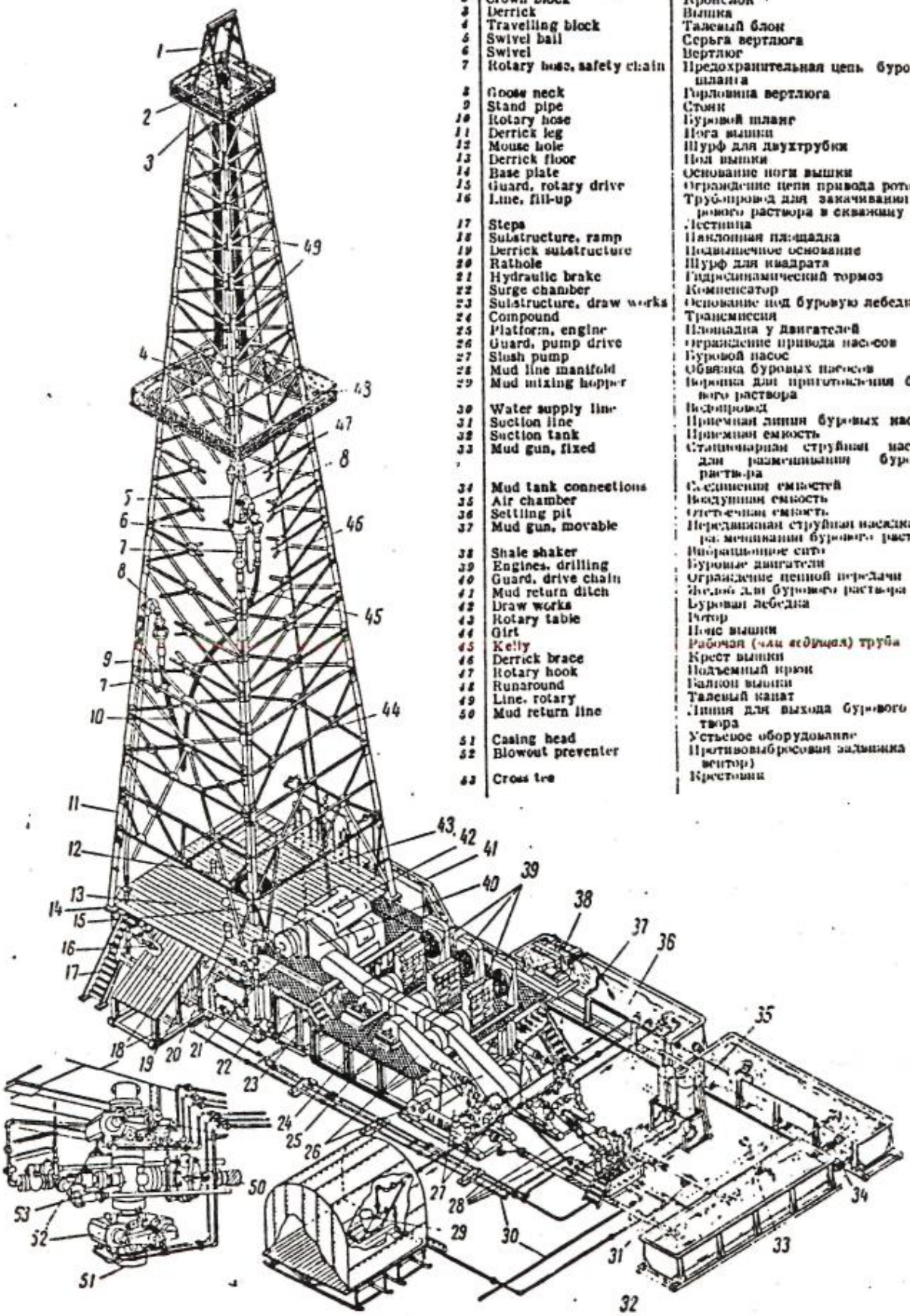
Таблица XXVII

ОБЪЕМ НЕОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЫ

Диаметр, дюймы	Объем 100 пог. м, м³	Диаметр, дюймы	Объем 100 пог. м, м³
4¾	1,14	9⅞	4,95
6	1,82	12¼	7,60
6½	1,90	13	8,55
6¾	2,30	15	11,30
7⅞	3,06	16	12,90
8½	3,66	18	16,40
8⅝	3,75	20	20,40
8¾	3,88		

УСТАНОВКА ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ

№ на чертеже	Название детали	
	англ.	русск.
1	Gin pole	Козлы
2	Crown block	Кронблок
3	Derrick	Вышка
4	Travelling block	Талевый блок
5	Swivel bail	Серьга вертлюга
6	Swivel	Вертлюг
7	Rotary hose, safety chain	Предохранительная цепь бурового шланга
8	Goose neck	Горловина вертлюга
9	Stand pipe	Стояк
10	Rotary hose	Буровой шланг
11	Derrick leg	Нога вышки
12	Mouse hole	Шурф для двухтрубки
13	Derrick floor	Пол вышки
14	Base plate	Основание ноги вышки
15	Guard, rotary drive	Ограждение цепи привода ротора
16	Line, fill-up	Трубопровод для закачивания бурового раствора в скважину
17	Steps	Лестница
18	Substructure, ramp	Наклонная площадка
19	Derrick substructure	Подвышечное основание
20	Rathole	Шурф для квадрата
21	Hydraulic brake	Гидродинамический тормоз
22	Surge chamber	Компенсатор
23	Substructure, draw works	Основание под буровую лебедку
24	Compound	Трансмиссия
25	Platform, engine	Площадка у двигателей
26	Guard, pump drive	Ограждение привода насосов
27	Slush pump	Буровой насос
28	Mud line manifold	Обвязка буровых насосов
29	Mud mixing hopper	Воронка для приготовления бурового раствора
30	Water supply line	Водопровод
31	Suction line	Приемная линия буровых насосов
32	Suction tank	Приемная емкость
33	Mud gun, fixed	Стационарная струйная насадка для размешивания бурового раствора
34	Mud tank connections	Соединения емкостей
35	Air chamber	Воздушная емкость
36	Settling pit	Отстойная емкость
37	Mud gun, movable	Передвижная струйная насадка для размешивания бурового раствора
38	Shale shaker	Вибрационное сито
39	Engines, drilling	Буровые двигатели
40	Guard, drive chain	Ограждение цепной передачи
41	Mud return ditch	Желоб для бурового раствора
42	Draw works	Буровая лебедка
43	Rotary table	Ротор
44	Girt	Пояс вышки
45	Kelly	Рабочая (или ведущая) труба
46	Derrick brace	Крест вышки
47	Rotary hook	Подъемный крюк
48	Runaround	Балкон вышки
49	Line, rotary	Талевый канат
50	Mud return line	Линия для выхода бурового раствора
51	Casing head	Устьевое оборудование
52	Blowout preventer	Противовыбросовая задвижка (превентор)
53	Cross tee	Крестовина



СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Плотность бурового раствора.

1.1 Расчет увелииения плотности бурового раствора

1.2 Расчет увелииения объема бурового раствора в отстойнике результате добавления барита

1.3 Расчет снижения плотности бурового раствора

2. Концентрация компонентов в буровом растворе.

2.1 Расиет велииины "выхода" глинистого раствора из 1 тонны глинопорошка

2.2 Расчет массы глинопорошка, необходимой для приготовления заданного объема глинистого раствора

2.3 Приближенный метод расиета "выхода" глинистого раствора из 1 тонны глины

2.4 Расчет необходимого колииества химиических реагентов при обработке глинистых растворов

2.5 Расчеты при обработке твердыми реагентами

2.6 Расчеты при обработке реагентами.вводимыми в растворенном виде

2.7 Расчеты при обработке жидкими добавками,концентрация которых выражена в объемных процентах

2.8 Расчеты при одновременной обработке глинистого раствора двумя, тремя и большим количеством реагентов

2.9 Обработка двумя реагентами, которые вводятся после предварительного растворения

2.10 Обработка жидкими добавками, концентрация которых в обработанном растворе выражена в процентах по объему

2.11 Обработка двумя реагентами, один из которых вводится после предварительного растворения, а второй представляет собой жидкую добавку

2.12 Обработка глинистого раствора двумя реагентами, один из которых вводится в виде водного раствора, а другой – в твердом виде

2.13 Одновременная обработка бурового раствора тремя реагентами

2.14 Уменьиение концентрации компонентов бурового раствора при вводе реагентов, увеличивающих его объем

2.15 Разбавление глинистого раствора водой с целью уменьшения концентрации легкой твердой фазы

2.16 Расчеты при утяжелении буровых растворов

2.17 Понижение плотности буровых растворов

2.18 Расчет компонентного состава бурового раствора

3. Задание на УНИРС (реферат) на тему: « Расчеты при измерении плотности буровых растворов».

Литература

Приложения

Расчеты при измерении плотности бурового раствора. Учебное пособие дисциплины «Промывка скважин» по направлению подготовки 21.03.01«Нефтегазовоедело». Профиль подготовки -«Бурение нефтяных и газовых скважин». Квалификация выпускника-Бакалавр.-М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2021.- 65с.

Составители:

Зозуля В.П. – профессор, д.т.н.;
Ангелопуло О.К. – заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, профессор, д.т.н.;
Зозуля Н.Е. – доцент, к.т.н.;
Головин В.В. – аспирант.

Лицензия

Подписано в печать_____ Бум.пис._____

Заказ № Ул. изд. л._____

Формат_____ Тираж_____

Издательство второе, дополненное и переработанное