

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«ЮГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Индустриальный институт
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ
методические указания к выполнению практических работ и организации
самостоятельной работы обучающихся по дисциплине « Буровые технологические
жидкости»

Составитель к.э.н. ***А.П. Янукян***

Нефтеюганск, 2024

Буровые технологические жидкости: методические указания к выполнению практических работ и организации самостоятельной работы обучающихся по дисциплине «Буровые технологические жидкости» для слушателей программы переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»

СОДЕРЖАНИЕ

Организация самостоятельной работы.....	4
Практическая работа №1: «Принципы выбора состава и свойств буровых промывочных жидкостей».....	7
Практическая работа №2: «Расчет объема емкостей для хранения бурового раствора».....	13
Практическая работа № 3: «Вычисление объема скважины при бурении и кольцевого пространства».....	15
Практическая работа №4: «Расчет необходимого количества бурового раствора для бурения скважины».....	18
Практическая работа №5: «Расчеты при приготовлении и утяжелении буровых растворов».....	20
Практическая работа №6: «Расчеты при регулировании свойств буровых растворов».....	25
Практическая работа №7: «Расчеты при приготовлении эмульсионных, полимерных и полимербентонитовых растворов».....	31
ЛИТЕРАТУРА.....	35

Организация самостоятельной работы

Процесс организации самостоятельной работы обучающихся включает в себя следующие этапы:

- подготовительный (определение целей, составление программы, подготовка методического обеспечения, подготовка оборудования);
- основной (реализация программы, использование приемов поиска информации, усвоения, переработки, применения, передачи знаний, фиксирование результатов, самоорганизация процесса работы);
- заключительный (оценка значимости и анализ результатов, их систематизация, оценка эффективности программы и приемов работы, выводы о направлениях оптимизации труда).

Общие рекомендации по организации самостоятельной работы

Основной формой самостоятельной работы обучающихся является изучение конспекта лекций, их дополнение, рекомендованной литературы, активное участие на практических занятиях. Но для успешной учебной деятельности, ее интенсификации, необходимо учитывать следующие субъективные факторы:

Наличие умений, навыков умственного труда.

Специфика познавательных психических процессов: внимание, память, речь, наблюдательность, интеллект и мышление. Слабое развитие каждого из них становится серьезным препятствием в учебе.

Хорошая работоспособность, которая обеспечивается нормальным физическим состоянием.

Соответствие избранной деятельности, профессии индивидуальным способностям. Необходимо выработать у себя умение саморегулировать свое эмоциональное состояние и устранять обстоятельства, нарушающие деловой, настрой, мешающие намеченной работе.

Овладение оптимальным стилем работы, обеспечивающим успех в деятельности. Чередование труда и пауз в работе, периоды отдыха, индивидуально обоснованная норма продолжительности сна, предпочтение вечерних или утренних занятий, стрессоустойчивость на экзаменах и особенности подготовки к ним,

Уровень требований к себе, определяемый сложившейся самооценкой.

Адекватная оценка знаний, достоинств, недостатков - важная составляющая самоорганизации человека, без нее невозможна успешная работа по управлению своим поведением, деятельностью.

Одна из основных особенностей обучения заключается в том, что постоянный внешний контроль заменяется самоконтролем, активная роль в обучении принадлежит уже не столько преподавателю, сколько обучающемуся.

Работа с книгой. При работе с книгой необходимо подобрать литературу, научиться правильно ее читать, вести записи. Для подбора литературы в библиотеке используются алфавитный и систематический каталоги.

Важно помнить, что рациональные навыки работы с книгой - это всегда большая экономия времени и сил. Правильный подбор учебников рекомендуется преподавателем, читающим лекционный курс. Необходимая литература может быть также указана в методических разработках по данному курсу.

Различают два вида чтения; первичное и вторичное. Первичное - это внимательное, неторопливое чтение, при котором можно остановиться на трудных местах. После него не должно остаться ни одного непонятого слова. Содержание не всегда может быть понятно после первичного чтения.

Задача вторичного чтения полное усвоение смысла целого (по счету это чтение может быть и не вторым, а третьим или четвертым).

Правила самостоятельной работы с литературой

Как уже отмечалось, самостоятельная работа с учебниками и книгами (а также самостоятельное теоретическое исследование проблем, обозначенных преподавателем на лекциях) – это важнейшее условие формирования у себя научного способа познания. Основные советы здесь можно свести к следующим:

Составить перечень книг, с которыми Вам следует познакомиться.

Сам такой перечень должен быть систематизированным (что необходимо для семинаров, экзаменов).

Обязательно выписывать все выходные данные по каждой книге. Разобраться для себя, какие книги (или какие главы книг) следует прочитать более внимательно, а какие – просто просмотреть.

Естественно, все прочитанные книги, учебники и статьи следует конспектировать, но это не означает, что надо конспектировать «все под-ряд»: можно выписывать кратко основные идеи автора и иногда приводить наиболее яркие и показательные цитаты (с указанием страниц).

Выделяют четыре основные установки в чтении научного текста:

Информационно-поисковый (задача – найти, выделить искомую информацию)

Усваивающая (усилия читателя направлены на то, чтобы как можно полнее осознать и запомнить, как сами сведения, излагаемые автором, так и всю логику его рассуждений)

Аналитико-критическая (читатель стремится критически осмыслить материал, проанализировав его, определив свое отношение к нему).

Творческая (создает готовность в том или ином виде – как отправной пункт для своих рассуждений, как образ для действия по аналогии и т.п. – использовать суждения автора, ход его мыслей, результат наблюдения, разработанную методику, дополнить их, подвергнуть новой проверке).

Основные виды систематизированной записи прочитанного:

Аннотирование – предельно краткое связное описание просмотренной или прочитанной книги (статьи), ее содержания, источников, характера и назначения;

Планирование – краткая логическая организация текста, раскрывающая содержание и структуру изучаемого материала;

Тезирование – лаконичное воспроизведение основных утверждений автора без привлечения фактического материала;

Цитирование – дословное выписывание из текста выдержек, извлечений, наиболее существенно отражающих ту или иную мысль автора;

Конспектирование – краткое и последовательное изложение содержания прочитанного.

Конспект – сложный способ изложения содержания книги или статьи в логической последовательности. Конспект аккумулирует в себе предыдущие виды записи, позволяет всесторонне охватить содержание книги, статьи. Поэтому умение составлять план, тезисы, делать выписки и другие записи определяет и технологию составления конспекта.

Самопроверка. После изучения определенной темы по записям в конспекте и учебнику, а также решения достаточного количества соответствующих задач на практических занятиях и самостоятельно обучающемуся рекомендуется, используя лист опорных сигналов, воспроизвести по памяти определения, выводы формул, формулировки основных положений и доказательств. В случае необходимости нужно еще раз внимательно разобраться в материале.

Консультации. Если в процессе самостоятельной работы над изучением теоретического материала у обучающегося возникают вопросы, разрешить которые самостоятельно не удается, необходимо обратиться к преподавателю для получения у него разъяснений или указаний. В своих вопросах обучающийся должен четко выразить, в чем он испытывает затруднения, характер этого затруднения. За консультацией следует обращаться и в случае, если возникнут сомнения в правильности ответов на вопросы самопроверки.

Подготовка к экзамену. Вначале следует просмотреть весь материал по сдаваемой дисциплине, отметить для себя трудные вопросы. Обязательно в них разобраться. В заключение еще раз целесообразно повторить основные положения, используя при этом листы опорных сигналов.

Практическая работа №1 «Принципы выбора состава и свойств буровых промывочных жидкостей»

При проектировании технологического процесса бурения скважин различного назначения особое внимание уделяется определению свойств и состава буровых промывочных жидкостей и газообразных промывочных агентов, находящихся в непрерывной принудительной циркуляции.

В связи с многообразием геолого-технических условий строительства скважин многочисленные требования и ограничения к промывочным жидкостям не могут быть удовлетворены какой-либо одной универсальной промывочной жидкостью.

Тип и параметры циркулирующих агентов выбираются с учетом ожидаемых геологических и гидрогеологических условий залегания пород; их литологического и химического составов; устойчивости пород под воздействием фильтрата бурового раствора; наличия проницаемых пластов, их мощности и пластовых давлений; давлений гидравлического разрыва; с учетом накопленного опыта в аналогичных условиях, а также наличия сырья для приготовления бурового раствора.

Оптимизация буровых растворов – выбор в каждом конкретном случае экономически наиболее выгодного сочетания технологических показателей процесса промывки, обеспечивающих минимальную стоимость скважины и достижение поставленной цели при сохранении высокого качества объекта.

В зависимости от перечисленных условий и глубины скважины циркулирующий агент иногда приходится выбирать не только для каждого района, участка или отдельно взятой скважины, но и для бурения различных интервалов в одной скважине.

При выборе параметров бурового раствора следует руководствоваться следующими правилами.

Плотность бурового раствора ($\rho_{б.р.}$) выбирается исходя из условий предотвращения потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины и их гидроразрыва. Очень важно также создание нормального противодавления на пласты, насыщенные пластовыми флюидами, препятствующего притоку их в скважину. Таким образом, **изменение $\rho_{б.р.}$** – основное средство регулирования давления в скважине.

При вскрытии газонефтенасыщенных пластов значение $\rho_{б.р.}$ должно определяться для горизонта с минимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий. Согласно правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [2]: «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 до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м).
- 5% для интервалов от 1200 м до проектной глубины.

В необходимых случаях проектом может устанавливаться большая плотность раствора, но при этом противодействие на горизонты не должно превышать пластовые давления на 15 кгс/см² (1,5 МПа) для скважин глубиной до 1200 м и 25-30 кгс/см² (2,5-3,0 МПа) для более глубоких скважин».

Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта приведено в таблице 1.1 с учетом глубины скважины и коэффициента аномальности пластового давления K_a (проектного или фактического).

Таблица 1.1 – Значения минимального превышения гидростатического давления раствора над пластовым

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым (репрессия) ΔP_{min} , МПа
≤ 1200	1,1
≥ 1200	1,05

К указанному в таблице 1.1 значению репрессии добавляется величина:

$$\Delta P' = K_{сно} \cdot K_a \quad (1.1)$$

где $K_{сно}$ – коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при СПО, $K_{сно}=0,5$ при диаметре скважины $D_c \leq 215,9$ мм и $K_{сно}=0,3$ при $D_c > 215,9$; K_a – коэффициент аномальности пластового давления.

Суммарная репрессия на пласт:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{min} + \Delta P \quad (1.2)$$

Величину $\rho_{б.р.}$, необходимую для создания противодействия на пласт, можно вычислить из выражения:

$$\rho_{б.р.} = (P_{пл} + \Delta P_{\Sigma}) / gH, \text{ кг/м}^3 \quad (1.3)$$

Давление циркулирующего бурового раствора, как уже отмечалось, не должно приводить к раскрытию трещин наиболее слабых пород и возникновению поглощений.

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

Условие предупреждения гидроразрыва:

$$\rho_{б.р.} \leq \frac{|P_{ГР}| - |\Delta P_{ож}|}{gH}, \text{ кг/м}^3 \quad (1.4)$$

где $P_{ГР}$ – давление гидроразрыва (критическое давление бурового раствора в скважине, при котором возможен разрыв горной породы, или раскрытие трещин); $\Delta P_{ОЖ}$ – ожидаемое повышение давления в скважине.

Рациональная плотность аэрированного (облегченного) бурового раствора находится из уравнения:

$$\rho_{обр} = \rho_{бр} \frac{H - h_{СТ}}{H}, \text{ кг/м}^3 \quad (1.5)$$

где $\rho_{бр}$ – плотность исходного бурового раствора; $h_{СТ}$ – статический уровень в скважине.

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

Вязкость бурового раствора (T_{500}) должна быть достаточной для обеспечения выноса частиц выбуренной породы из скважины, предотвращения, снижения или прекращения поглощений раствора в скважине. Однако чрезмерная вязкость повышает гидравлические сопротивления в циркуляционной системе скважины и ухудшает условия очистки бурового раствора.

Величина *условной вязкости* должна составлять 25-30 с. Отечественный и зарубежный опыт показывает, что верхний предел T_{500} , определенный прибором ВБР-1 должен составлять $T_{500} \leq 30$ с для раствора с $\rho_{бр} \leq 1400$ кг/м³, и $T_{500} \leq 45$ с для раствора с $\rho_{бр} \geq 1400$ кг/м³, а пластическая вязкость η соответственно $\eta \leq 0,006$ Па·с и $\eta \leq 0,01$ Па·с.

Для удовлетворительного гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига $\tau_0 = 1,5-2,0$ Па.

Статическое напряжение сдвига (СНС) должно быть достаточным для удержания во взвешенном состоянии утяжелителя и частиц выбуренной породы при прекращении циркуляции промывочной жидкости. Вместе с тем СНС должно быть минимальным допустимым, так как повышенное значение прочности структуры промывочной жидкости вызывает затруднение при запуске насосов, создает значительное давление на стенки скважины, что в слабосвязанных породах может вызвать гидравлический разрыв пласта при восстановлении циркуляции и ухудшает условия очистки от частиц выбуренной породы и дегазации очистного агента.

Хорошая удерживающая способность промывочной жидкости достигается при $\text{СНС}_1 \geq 1,25$ Па и $\text{СНС}_{10} \leq 60$ Па при коэффициенте тиксотропии $K_\tau = \theta_{10}/\theta_1 \leq 3$.

Минимально допустимое значение СНС можно вычислить из выражения:

$$\theta = \frac{d_c(\gamma_n - \gamma_{бр})}{6}, \text{Па} \quad (1.6)$$

где d_c – диаметр частиц, м; γ_n и $\gamma_{бр}$ – удельный вес соответственно породы и бурового раствора, Н/м³.

Обычно достаточно, чтобы $\theta \leq 5$ Па. Лишь при операциях по ликвидации поглощений в некоторых случаях целесообразно использовать раствор с высоким СНС.

Величина **фильтрации бурового раствора Φ_{30}** , определяется устойчивостью, а также их насыщенностью пластовыми водами и флюидами. Снижение показателей рекомендуется для бурения в неустойчивых, хорошо проницаемых породах и при вскрытии продуктовой залежи. Однако чрезмерное снижение Φ_{30} может вызвать ухудшение технико-экономических показателей бурения из-за нарушения баланса гидростатического и пластового давления в скважине. Проникающий в забой фильтрат способствует компенсации давления вокруг сколотой частицы, что приводит к улучшению условий очистки забоя от выбуренных частиц шлама и повышает буримость горной породы.

Показатель фильтрации бурового раствора строго регламентируется при проходке проницаемых песчаников, глин с низким поровым давлением и продуктивных горизонтов. Для этих условий поддерживают $\Phi_{30} = 3-6$ см³ за 30 мин. При давлении в нормальных условиях $\Phi_{30} \leq 20-25$ см³.

Содержание песка в буровом растворе не должно превышать 1-2 %.

Значение водородного показателя (рН) определяется типом промывочной жидкости, видом химического реагента, используемого для регулирования параметров бурового раствора, характером и интенсивностью взаимодействия фильтрата бурового раствора с породой и пластовыми флюидами. При выборе значения рН необходимо учитывать коррозионное воздействие на буровое оборудование.

Лучшие тиксотропные свойства раствора наблюдаются при рН=8-10, минимальная стабильность – при рН=2,7-4,0, наиболее высокая стабильность – рН=10,5-11,5, минимальная вязкость при рН=8,5, минимальная коррозия стальных бурильных труб – при $>7,0$, а минимальная коррозия бурильных труб из алюминиевых сплавов – при рН<10. Исходя из этого, оптимальным значением следует считать рН=8-8,5.

При турбинном бурении к качеству бурового раствора предъявляются дополнительные требования: максимальное снижение вязкости, что улучшает работу забойных двигателей, уменьшает гидродинамическое давление на пласты при СПО; очистка от выбуренной породы и дегазация выходящего из скважины бурового раствора должны быть совершенными; максимально

возможное равенство давления на забой столба раствора и пластового давления.

Таким образом, при выборе основных параметров раствора ($\rho_{б.р.}$, T_{500} , $СНС$, Φ_{30}) стремятся приблизить их к минимально допустимому пределу, при котором еще можно вести процесс бурения без заметных осложнений (таблица 1.2).

Таблица 1.2 - Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств бурового раствора

Оценка качества	η , мПа·с	τ_0 , дПа	КП, с ⁻¹
Отлично	3 - 6	15 - 30	> 500
Хорошо	6 - 10	20 - 50	350 - 500
Удовлетворительно	10 - 15	20 - 50	200 - 350

Задача 1.1. Скважиной, диаметром D_c (мм) на глубине H (м), вскрывается газонасыщенный горизонт с коэффициентом аномальности K_a . Определить требуемую плотность бурового раствора.

Таблица 1.3 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
D_c , мм	300	275	255	225	195	220	190	150	140	165
H , м	1050	1580	1820	2035	2375	2505	3089	3560	4700	4480
K_a	1,1	1,08	1,3	1,2	1,4	1,3	1,8	1,7	1,5	1,6

Задача 1.2. При бурении скважины на глубине H возникло поглощение бурового раствора плотностью $\rho_{б.р.}$. Статический уровень в скважине установился на глубине $h_{СТ}$. Для ликвидации поглощения решено было уменьшить гидростатическое давление в скважине на поглощающий горизонт снижением его плотности путем аэрации. Определить рациональную плотность аэрированного бурового раствора.

Таблица 1.4 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{б.р.}$, кг/м ³	1000	1100	1150	1200	1250	1300	1350	1400	1450	1500
$h_{СТ}$, м	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85
H	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850

Задача 1.3. Вскрытие глинистой толщи плотностью $\rho_{гн.}$ с коэффициентом аномальности K_a , залегающей в интервале (H_u), предусматривается с депрессией. Подобрать плотность бурового раствора.

Таблица 1.5 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{гль}$, кг/м ³	2000	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2500	2550
$H_{п}$, м	2500-3000	1580-2500	1820-2240	2035-2500	2375-2800	2505-2900	3089-3400	3560-4800	4700-4890	4480-4600
K_a	1,1	1,08	1,3	1,2	1,4	1,3	1,3	1,6	1,5	1,4

Задача 1.4. Частицы выбуренной породы весом γ_n и диаметром d_q , находятся в покоящемся буровом растворе с $\gamma_{бр}$. Определить минимальное допустимое значение СНС, препятствующего падению частицы на забой.

Таблица 1.6 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
γ_n , Н/м ³	$20 \cdot 10^3$	$21 \cdot 10^3$	$22 \cdot 10^3$	$23 \cdot 10^3$	$24 \cdot 10^3$	$25 \cdot 10^3$	$26 \cdot 10^3$	$27 \cdot 10^3$	$28 \cdot 10^3$	$29 \cdot 10^3$
$\gamma_{бр}$, Н/м ³	$10 \cdot 10^3$	$11 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^3$	$13 \cdot 10^3$	$11 \cdot 10^3$	$12 \cdot 10^3$	$10 \cdot 10^3$	$13 \cdot 10^3$	$14 \cdot 10^3$	$11 \cdot 10^3$
d_q , 10^{-3} м	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9

Практическая работа №2 «Расчет объема емкостей для хранения бурового раствора»

Для определения общего объема емкости и содержащегося в ней бурового раствора используются простые расчётные формулы в зависимости от геометрической формы сосуда (прямоугольный, цилиндр и т.д.).

Емкости на буровой установке могут быть различной конфигурации. В работе представлены 2 варианта форм емкостей:

1. прямоугольные;
2. цилиндр вертикальный.

Прямоугольные емкости.

Для типичной прямоугольной ёмкости, представленной на рисунке объём может определяться исходя из высоты, ширины и длины.

где:

L = длина емкости;

W = ширина емкости;

H = высота емкости;

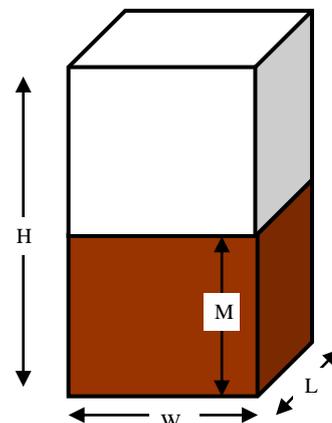
M = уровень бурового раствора в емкости.

Общеприменимая формула для определения объема представлена в виде:

$$V_{емк} = L \times W \times H, м^3 \quad (2.1)$$

Объём бурового раствора в ёмкости:

$$V_{раст} = L \times W \times M, м^3 \quad (2.2)$$



Вертикальная цилиндрическая емкость.

Вертикальные цилиндрические емкости используются для жидкого бурового раствора или хранения запасов утяжеленного (см. рис).

где:

D = диаметр цилиндра;

H = высота цилиндра;

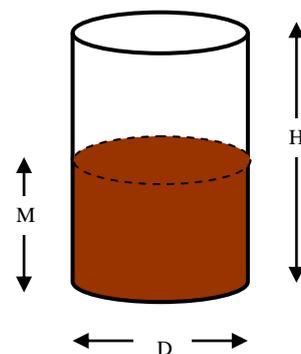
M = уровень жидкости

Широко используемая формула для вычисления водоизмещения цилиндрической емкости:

$$V_{емк} = \frac{\pi \times D^2 \times H}{4} = \frac{3.1416 \times D^2 \times H}{4} = 0.7854 \times D^2 \times H, м^3 \quad (2.3)$$

объём жидкости в емкости определяется:

$$V_{раст} = \frac{\pi \times D^2 \times M}{4} = \frac{3.1416 \times D^2 \times M}{4} = 0.7854 \times D^2 \times M, м^3 \quad (2.4)$$



Задача 2.1. Определить объем прямоугольной емкости и находящегося в ней бурового раствора

Таблица 2.1 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>L, м</i>	3,2	5,4	4	3,3	3,9	4,2	5,5	4,6	3,6	5,3
<i>W, м</i>	2,7	3	3,3	2,9	3,5	4,6	3,3	2,6	3	4,6
<i>H, м</i>	3,5	5,7	3,2	4,7	5,3	4	4,2	3	5,5	3,6
<i>M, м</i>	2,2	3	2	3,7	5	3,5	4	2	4,7	3

Задача 2.2. Определить объем вертикальной цилиндрической емкости и находящегося в ней бурового раствора.

Таблица 2.2 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>D, м</i>	3,2	5,4	4	3,3	3,9	4,2	5,5	4,6	3,6	5,3
<i>H, м</i>	3,5	5,7	3,2	4,7	5,3	4	4,2	3	5,5	3,6
<i>M, м</i>	2,2	3	2	3,7	5	3,5	4	2	4,7	3

Практическая работа № 3 «Вычисление объема скважины при бурении и кольцевого пространства»

Для реализации различных технологических операций в процессе бурения скважины, необходимо знать объем раствора в емкости, объемы различных интервалов скважины, подачу насоса (л/ход, м³/мин), количество ходов насоса, необходимых для замещения объема промывочной жидкости в бурильной колонне и в затрубном пространстве и т.д.

Необходимо вычислить длину и объем каждого интервала, после чего суммировать результаты для определения общего объема внутреннего и затрубного пространства по всей глубине скважины. На основании полученных результатов можно рассчитать продолжительность продавки (количество ходов насоса, время), необходимое для замещения данного объема жидкости.

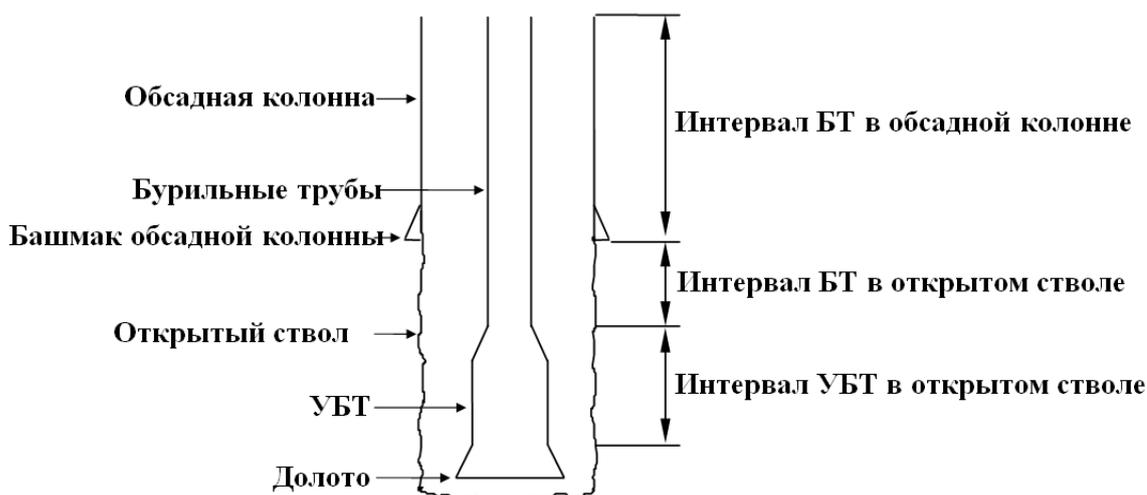


Рисунок 3.1 – Интервалы скважины при бурении

Объём скважины при бурении.

Объём скважины – сумма секций колонн и интервалов:

$$V_{скв} = V_{секц1} + V_{секц2} + V_{секцN}, \text{ м}^3 \quad (3.1)$$

где:

$V_{скв}$ - суммарный объём скважины;

$V_{секц1}, V_{секц2}, V_{секцN}$ - объёмы по секциям.

Объём каждой секции может быть определен по формуле:

$$V_{секц} = \frac{\pi \times D^2 \times L}{4} = \frac{3.1416 \times D_{инт}^2 \times L}{4} = 0.785 \times D_{инт}^2 \times L, \text{ м}^3 \quad (3.2)$$

где:

$V_{секц}$ - объём соответствующей секции;

$D_{инт}$ - соответствующий диаметр бурильной колонны, обсадной колонны, открытого ствола;

L - протяженность интервала.

Примечание: диаметр открытого ствола принимается как произведение диаметра используемого долота и коэффициента кавернозности.

Объём кольцевого пространства.

Объём кольцевого пространства определяется по формуле:

$$V_{КК} = \frac{3,1416 \times (ID - OD)^2 \times L}{4} = 0,785 \times (D_{внеш} - D_{внут})^2 \times L, \text{ м}^3 \quad (3.3)$$

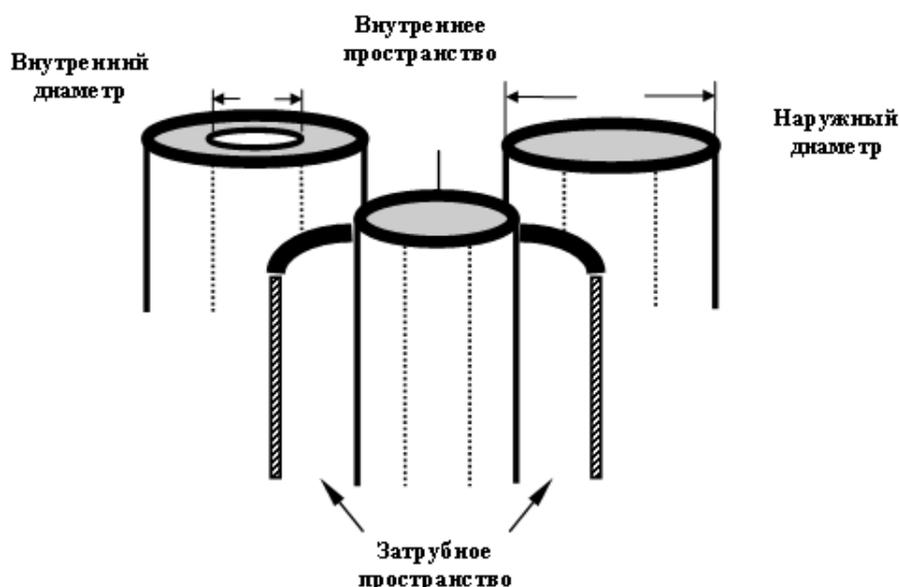


Рисунок 3.2 – Пример кольцевого пространства скважины

где:

$D_{внут}$ – внутренний (наружный) диаметр колонны;

$D_{внеш}$ – наружный диаметр колонны, скважины (с учетом коэффициента кавернозности);

L = длина интервала.

Задача 3.1. Найти объём скважины при бурении (каждого интервала), а также объём кольцевого пространства в каждой секции.

Таблица 3.1 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Интервал УБТ в открытом стволе										
Ø долота, мм	120,6	139,7	155,6	161	190,5	212,7	244,5	269,9	295,3	320
Ø УБТ, мм	108	114	121	133	159	178	203	229	245	245
K _{кав}	1,2	1,13	1	1,05	1,01	1,3	1,1	1,07	1,12	1,02
L, м	6	8,3	6,5	6,5	6,5	6	6	6	6	6
Интервал БТ в открытом стволе										
Ø БТ, мм	89	89	102	102	140	140	168	170	170	170
L, м	37,2	28,5	30	29,1	27	39,2	45,5	29,1	39,6	48
Интервал БТ в обсадной колонне (Ø БТ аналогичен)										
Ø ОК, мм	114,3	114,3	127	127	139,7	146,1	193,7	219,1	244,5	244,5
L, м	890	920	1256	1348	968	988	1524	2010	1984	1362

Практическая работа №4 «Расчет необходимого количества бурового раствора для бурения скважины»

Количество бурового раствора, необходимое для бурения нефтяной или газовой скважины в нормальных условиях, можно определить из выражения:

$$V_P = 2V_C + V_{O.C} + n_C^2 V_C, \text{ м}^3 \quad (4.1)$$

где V_C – объем скважины заданной проектной глубины, м^3 ; 2 – числовой коэффициент, учитывающий запас промывочной жидкости на буровой; $V_{O.C}$ – объем очистной системы (желоба, очистные и приемные емкости), принимаемый в зависимости от геологических условий и глубины скважины равным 3-8 м^3 ; $n_C=2-3$ – частота смены промывочной жидкости (при бурении в глинистых и малопрочных породах промывочную жидкость можно заменять чаще).

При бурении в условиях поглощения промывочной жидкости:

$$V_P' = V_P + V_{II}, \text{ м}^3 \quad (4.2)$$

(V_{II} – потери промывочной жидкости, принимаемые 3-6% от объема скважины).

На основании обобщения и анализа большого числа фактических данных А.М. Яковлевым предлагается необходимый объем промывочной жидкости при колонковом бурении рассчитывать по формуле:

$$V_P = k_C V_P' L_C, \text{ м}^3 \quad (4.3)$$

где $V_P' = (4,71 - 6,28)D^2$ расход промывочной жидкости на 1 м бурения скважины диаметром D , м^3 ; L_C – общий объем бурения с применением промывочной жидкости, м; k_C – коэффициент сложности, учитывающий различные геологические условия; для групп сложности I, II, III и IV устанавливаемых опытным путем значение k_C соответственно равны 1, 2, 4 более 5,5.

При бурении с промывкой глинистым раствором потребное количество глины в тоннах может быть рассчитано (если известна плотность глины и плотность раствора) по формуле:

$$G_G = q_G V_P, \text{ т} \quad (4.4)$$

где q_G – расход глины на 1 м^3 раствора, т.

Масса глины m_G для приготовления 1 м^3 бурового раствора с учетом влажности W :

$$m_G = \frac{\rho_G (\rho_{B.P} - \rho_B) V_{B.P}}{(\rho_G - \rho_B) (1 - W + W \rho_G 10^{-3})}, \text{ кг} \quad (4.5)$$

где ρ_G плотность глины, $\rho_G = 2300-2600 \text{ кг/м}^3$, ρ_B – плотность воды (1000 кг/м^3); $\rho_{Б.Р}$ – плотность бурового раствора, кг/м^3 ; W – влажность глины, доли единицы (для инженерных расчетов принимается 0,05-0,1).

Объем бурового раствора для глубокого бурения скважины на нефть и газ:

$$V_{Б.Р} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_4, \text{ м}^3 \quad (4.6)$$

где V_1 – объем приемных емкостей буровых насосов, $V_1 = 10-40 \text{ м}^3$; V_2 – объем циркуляционной желобной системы, $V_2 = 4-7 \text{ м}^3$; V_3 – требуемый объем бурового раствора, необходимый для механического бурения,

$$V_3 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n, \text{ м}^3 \quad (4.7)$$

V_4 – объем скважины, м^3 ; $K_3 = 2$ – коэффициент запаса; L_1, L_2, \dots, L_n – длины интервалов одного диаметра, м; n_1, n_2, \dots, n_n – нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки, м^3 в зависимости от вида обсадной колонны, под которую ведется бурение, приводятся ниже:

Направление.	2,76
Кондуктор.	2,53
Промежуточная.	1,0
Хвостовик	0,53
Эксплуатационная	0,32

Задача 4.1. Скважину глубиной Z предполагается бурить в сложных геологических условиях при наличии в разрезе зон поглощений промывочной жидкости. Конструкция скважины: обсадная колонна диаметром d_{OK} спускается на глубину H ; открытый ствол диаметром d_1 в интервале $H_{и1}$ и диаметром d_2 в интервале $H_{и2}$. Определить требуемое для бурения данной скважины количество промывочной жидкости (V_p и V_p').

Таблица 4.1 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Z, \text{ м}$	500	800	1000	1300	1500	1800	2000	2500	2800	3000
$H, \text{ м}$	300	500	700	1000	1300	1600	1800	2200	2400	2500
$d_1, \text{ мм}$	344	329	225	199	168	146	120	110	112	140
$d_2, \text{ мм}$	328	280	200	184	146	140	98	90	93	112
$d_{OK}, \text{ мм}$	351	340	245	219	178	168	146	127	127	146
$H_{и1}, \text{ м}$	300- 400	500- 600	700- 850	1000- 1200	1300- 1350	1600- 1700	1800- 1870	2200- 2350	2400- 2600	2500- 2590
$H_{и2}, \text{ м}$	400- 500	600- 800	850- 1000	1200- 1300	1350- 1500	1700- 1800	1870- 2000	2350- 2500	2600- 2800	2590- 3000
$V_{П} = 4 \%$ от объема скважины										
Толщина стенки обсадной колонны 5 мм										
$V_{ос} = 3 \div 8$										

Практическая работа №5 «Расчеты при приготовлении и утяжелении буровых растворов»

Количество глины для приготовления бурового раствора зависит от ее качества, которое определяется показателем – выход раствора:

$$V_p = \frac{m_g(\rho_g - \rho_B)}{(\rho_{B.P} - \rho_B)\rho_g}, \text{ м}^3 \quad (5.1)$$

Где m_g – масса глины, $m_g=1000$ кг; ρ_g – плотность глины, $\rho_g=2300-2600$ кг/м³; ρ_B – плотность воды, кг/м³; $\rho_{B.P}$ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Глинопорошки должны отвечать показателям, приведенным в таблице 5.1.

Применительно к комовым глинам основной показатель, по которому оценивают качество глиноматериала - это коллоидальность, характеризующая количество глины, необходимое для приготовления единицы объема глинистого раствора с условной вязкостью 25-30 с. В таблице 5.2 приводятся показатели, характеризующие качество глины плотностью 2500 кг/м³.

Таблица 5.1 – Требования к глинопорошкам

Показатели	Сорт				
	высший	I	II	III	IV
Выход бурового раствора из 1000 кг глинопорошка, м ³	15	12	9	6	<6
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1043	1054	1073	1100	>1100
Влажность, % не более	6-8	6-8	6-8	6-8	6-8

Таблица 5.2 – Показатели глин плотностью 2500 кг/м³

Степень коллоидности глины	Плотность глинистого раствора, кг/м ³	Объем глины для получения 1 м ³ раствора, м ³	Масса глины, требуемой для приготовления 1 м ³ раствора, кг	Выход глинистого раствора из 1000 кг глины, м ³
Высококоллоидальная	1040-1060	0,03-0,04	70-100	15-10
Коллоидная	11060-11150	0,04-1,10	100-250	10-4
Среднеколлоидальная	1150-1300	0,10-0,20	250-500	4-2
Малоколлоидальная	1300-1400	0,20-0,27	500-675	2-1,5
Тяжелая	1400-1500	0,27-0,33	675-825	1,5-1,2

Масса глины без учета влажности, необходимая для приготовления требуемого количества глинистого раствора, определяется по формуле:

$$m_g = \frac{\rho_g V_{B.P} (\rho_{B.P} - \rho_B)}{\rho_g - \rho_B}, \text{ кг} \quad (5.2)$$

где $V_{B.P}$ - объем бурового раствора.

Масса глины без учета влажности, необходимая для приготовления 1 м³ бурового раствора, определяется по формуле 5.2 при V_{Б.Р} = 1 м³.

Масса воды, необходимая для приготовления 1 м³ бурового раствора:

$$m_B = \frac{\rho_B V_{Б.Р} (\rho_{Г} - \rho_{Б.Р})}{\rho_{Г} - \rho_B}, \text{ кг} \quad (5.3)$$

Концентрация глины в буровом растворе с учетом плотности исходных материалов определяется в %:

$$K_{Г} = \frac{\rho_{Г} (\rho_{Б.Р} - \rho_B)}{\rho_{Б.Р} (\rho_{Г} - \rho_B)} \cdot 100 \quad (5.4)$$

Масса глины, необходимая для внесения в буровой раствор с целью увеличения его концентрации находится:

$$m_{Г} = m_{Р} \frac{(K_{Г} - K_{Г})}{100 - K_{Г}}, \text{ кг} \quad (5.5)$$

где K_Г – требуемая концентрация раствора.

Плотность приготовленного глинистого раствора заданной концентрации:

$$\rho_{Б.Р} = K_{Г} (\rho_{Г} - \rho_B) + \rho_B, \text{ в кг/м}^3 \quad (5.6)$$

Необходимый объем глины:

$$V_{Г} = V_{Б.Р} \frac{\rho_{Б.Р} - \rho_B}{\rho_{Г} - \rho_B}, \text{ м}^3 \quad (5.7)$$

Объем воды определяется из формулы:

$$V_B = V_{Б.Р} - V_{Г}, \text{ м}^3 \quad (5.8)$$

Наиболее низкая плотность бурового раствора обеспечивается при использовании бентонитовых глин ($\rho_{Б.Р} = 1050-1080 \text{ кг/м}^3$). Плотность растворов, приготовляемых из обычных глин, составляет 1150-1250 кг/м³. Для снижения плотности готовят растворы на углеводородной основе или добавляют воду. Объем жидкости, требуемой для снижения плотности раствора $\rho_{Б.Р}$ до $\rho_{Б.Р}'$ рассчитываются из выражения:

$$V' = \frac{V_0 (\rho_{Б.Р} - \rho_{Б.Р}')}{\rho_{Б.Р}' - \rho_B}, \text{ м}^3 \quad (5.9)$$

где V₀ – начальный объем бурового раствора, м³; $\rho_{Б.Р}'$ - требуемая плотность раствора.

Еще большее снижение плотности обеспечивается аэрированием раствора, т.е. вводом в качестве дисперсной фазы воздуха или газа.

Основное средство повышения плотности раствора свыше 1400 кг/м³ – применение утяжелителей (инертных порошкообразных материалов).

Утяжелители в зависимости от плотности подразделяются на три группы (таблица 5.3)

Таблица 5.3 – Характеристики утяжеляющих материалов для буровых растворов

Группа	Наименование	Плотность, кг/м ³
I	Малоколлоидные глины, мергели, мел, известняки	2600-2900
II	Барит,	4480
	Гематит,	5300
	Магнетит	5300
III	Ферромарганец, Феррофосфор, Концентраты свинцовых руд и др.	6000-7000

Количество утяжелителя для повышения плотности 1 м³ глинистого раствора до заданной величины определяется из выражения:

$$m_y = \frac{\rho_y (\rho_{y.p} - \rho_{б.р})}{(\rho_y - \rho_{yp})}, \text{ кг} \quad (5.10)$$

где ρ_y и ρ_{yp} – плотность соответственно утяжелителя и утяжеленного бурового раствора, кг/м³.

В случае применения влажного утяжелителя, требуемое количество рассчитывается по формуле:

$$m_{BY} = \frac{\rho_B \rho_y (\rho_{yp} - \rho_{Б.Р}) V_{БР}}{\rho_B (\rho_y - \rho_{yp}) - W \rho_{yp} (\rho_y - \rho_B)}, \text{ кг} \quad (5.11)$$

Глинистый раствор перед утяжелением должен обладать условной вязкостью не менее 24 с; величина СНС должна быть не менее 4-5 Па, а водоотдача – 10 см³ за 30 мин.

Количество утяжелителя, необходимое для утяжеления глинистого раствора заданного объема:

$$m'_y = \frac{V_{БР} (\rho_{yp} - \rho_{БР})}{1 - (\rho_{yp} / \rho_y)}, \text{ кг} \quad (5.12)$$

Плотность утяжеленного глинистого раствора после добавки в исходный объем глинистого раствора заданного количества утяжелителя:

$$\rho_{VP} = \frac{\rho_{BP} + \rho_Y / V_P}{1 + (m_Y / V_{BP} / \rho_Y)}, \text{ кг/м}^3 \quad (5.13)$$

Задача 5.1. Определить массу глины (без учета и с учетом влажности $W=0,1$) и воды, которые потребуются для приготовления $V_{Б.Р} = 1 \text{ м}^3$ глинистого раствора плотностью $\rho_{Б.Р}$, если плотность глины $\rho_{ГЛ}$.

Таблица 5.4 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{\text{в}}$, кг/м ³	2000	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2500	2550
$\rho_{Б.Р}$, кг/м ³	1150	1180	1200	1210	1230	1080	1050	1130	1080	1120

Задача 5.2. Найти содержание глины (в %) в глинистом растворе если известна его плотность.

Таблица 5.5 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{Б.Р}$, кг/м ³	1150	1180	1200	1210	1230	1260	1050	1130	1175	1120
$\rho_{\text{г}}$, кг/м ³	2000	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2500	2550

Задача 5.3. Плотность глинистого раствора $\rho_{Б.Р}$ с концентрацией глины K_1 (%) требуется увеличить до концентрации K_2 (%). Какое количество глины необходимо добавить если известен объем бурового раствора $V_{Б.Р}$, м³.

Таблица 5.6 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K_1 , %	10	10	10	20	20	30	30	10	20	40
K_2 , %	20	30	40	30	40	40	50	40	55	50
$\rho_{Б.Р}$, кг/м ³	1150	1180	1200	1210	1230	1080	1050	1130	1080	1120
$V_{Б.Р}$, 10 ⁻³ м ³	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9

Задача 5.4 Необходимо приготовить $V_{Б.Р}=1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$ глинистого раствора для лабораторных целей из бентонитовой глины и пресной воды. Определить плотность раствора и необходимое количество каждого компонента, если содержание глины плотностью $\rho_{\text{г}}$ (кг/м³) в растворе K (%).

Таблица 5.7 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K , %	10	10	10	15	15	15	20	20	25	25
$\rho_{\text{г}}$, кг/м ³	2000	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2500	2550

Задача 5.5. Требуется снизить плотность раствора от $\rho_{БР}$, кг/м³ до $\rho_{БР}'$, кг/м³, чтобы предотвратить поглощение. Рассчитать объемы воды и нефти, необходимые для снижения плотности бурового раствора, если начальный объем раствора V_0 (м³), а плотность нефти ρ_H (кг/м³).

Таблица 5.8 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{БР}$, кг/м ³	1500	1450	1400	1350	1300	1250	1200	1150	1550	1600
$\rho_{оБР}'$, кг/м ³	1300	1250	1220	1200	1150	1120	1100	1080	1350	1300
ρ_H , кг/м ³	850	710	720	750	780	800	820	860	730	880
V_0 , м ³	80	90	100	70	75	85	95	83	77	86

Пример 5.6. Определить массу утяжелителя плотностью ρ_U , кг/м³, необходимое для утяжеления 1 м³ глинистого раствора от $\rho_{БР}$, кг/м³ до $\rho_{БР}'$, кг/м³.

Таблица 5.9 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{БР}$, кг/м ³	1300	1250	1220	1200	1150	1120	1100	1080	1350	1300
$\rho_{БР}'$, кг/м ³	1500	1450	1400	1350	1300	1250	1200	1150	1550	1600
ρ_U , кг/м ³	4000	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500

Пример 5.7. В процессе бурения скважины объем бурового раствора плотностью $\rho_{БР}$, кг/м³ составлял $V_{БР}$, м³. Сколько потребуется барита плотностью ρ_U , кг/м³, чтобы повысить плотность раствора до $\rho_{БР}'$, кг/м³.

Таблица 5.10 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{БР}$, кг/м ³	1300	1250	1220	1200	1150	1120	1100	1080	1350	1300
$\rho_{БР}'$, кг/м ³	1500	1450	1400	1350	1300	1250	1200	1150	1550	1600
$V_{БР}$, м ³	80	90	100	70	75	85	95	83	77	86
ρ_U , кг/м ³	4000	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500

Пример 5.8. К объему глинистого раствора $V_{БР}$, м³ плотностью $\rho_{БР}$, кг/м³ было добавлен барит массой (кг). Какой будет плотность бурового раствора после добавки утяжелителя и на сколько увеличится его объем?

Таблица 5.11 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{БР}$, кг/м ³	1300	1250	1220	1200	1150	1120	1100	1080	1350	1300
$V_{БР}$, м ³	80	90	100	70	75	85	95	83	77	86
m , кг	2700	3000	2450	3500	3700	3850	4000	4500	5000	6000
ρ_U , кг/м ³	4000	4100	4150	4200	4250	4300	4350	4400	4450	4500

Практическая работа №6 «Расчеты при регулировании свойств буровых растворов»

Расчеты количества химических реагентов, используемых для регулирования свойств глинистых растворов, базируются на том условии, что оптимальным является такое их количество, добавление которого при меньшем расходе и невысокой стоимости дает наиболее эффективное изменение основных технологических параметров. Оптимальная рецептура реагента для обработки обычно подбирается опытным путем в лаборатории.

Расчет требуемой массы бурого угля и каустической соды для приготовления УЦР следует начинать с определения влажности угля:

$$W_y = \frac{b-a}{b} \cdot 100, \% \quad (6.1)$$

где b и a - масса влажного и просушенного угля, кг.

Масса влажного бурого угля, необходимая для приготовления реагента:

$$m_y = 100 K_y V_{УЦР} / (100 - W_y), \text{ кг} \quad (6.2)$$

где K_y – концентрация сухого бурого угля в 1 м³ реагента по рецепту, %; $V_{УЦР}$ – объемготавливаемого реагента, м³.

Объем раствора каустической соды для приготовления единицы объема реагента по установленной рецептуре:

$$V_{к.с} = \frac{K_{к.с} V_{УЦР}}{m_{к.с}}, \text{ м}^3 \quad (6.3)$$

где $K_{к.с}$ - концентрация каустической соды в реагенте, %; $m_{к.с}$ – количество каустической соды в растворе, кг.

Объем воды, необходимый для приготовления УЦР:

$$V_B = V_{УЦР} - \left(\frac{m_y}{\rho_y} + V_{к.с} \right), \text{ м}^3 \quad (6.4)$$

где ρ_y – плотность бурого угля, кг/м³, $\rho_y = 1200$ кг/м³.

Приготовленный УЦР сливают в глинистый раствор, циркулирующий через желоба, с таким расчетом, чтобы весь объем, который нужно добавить в скважину, вытек за время, необходимое для совершения полного цикла.

Скорость, с которой реагент должен вытекать из спускного приспособления отстойника:

$$v = \frac{V_{УЦР}}{t_{ц}}, \text{ л/мин} \quad (6.5)$$

где $t_{\text{ц}}$ – время цикла (т.е. время, необходимое для того, чтобы объем раствора совершил полный период циркуляции), мин.

Масса крахмала m_K и сухой каустической соды $m_{K.C.}$ для приготовления крахмального реагента рассчитываются по формулам:

$$m_K = V_K \cdot K_K / 100, \text{ кг} \quad (6.6)$$

$$m_{K.C.} = V_K \cdot K_{K.C.} / 100, \text{ кг} \quad (6.7)$$

где V_K – объем приготавливаемого реагента, т.е. объем воды, в который засыпается крахмал, м^3 ; $K_K = 8-10\%$ - концентрация крахмала в реагенте; $K_{K.C.} = 1,0-1,4\%$ - концентрация сухой каустической соды на рассчитанное количество крахмала (в сильноминерализованных водах $K_{K.C.} = 2-4\%$).

Объем раствора ССБ, необходимого для приготовления реагента ССБ, рассчитываются по формуле:

$$V_P = K_{\text{ССБ}} \cdot \frac{V_{\text{ССБ}}}{K_{\text{С.В.}}}, \text{ м}^3 \quad (6.8)$$

где $K_{\text{ССБ}}$ – содержание сухого вещества ССБ в реагенте по рецепту, %;

$V_{\text{ССБ}}$ – объем реагента, который следует приготовить, м^3 ; $K_{\text{С.В.}}$ – содержание сухого вещества ССБ в растворе ССБ, % (обычно $K_{\text{С.В.}} = 30-50\%$).

Требуемое количество химических реагентов определенного вида для обработки буровых растворов в интервалах бурения L_1, L_2, \dots, L_n находят по формуле:

$$V_{X.P.} = K \cdot V_{\text{ИСХ}} + K_1 \cdot (n_1 \cdot L_1 + n_2 \cdot L_2 + \dots + n_n \cdot L_n) \cdot a \cdot b, \text{ м}^3 \quad (6.9)$$

где $V_{X.P.}$ - исходный объем раствора на буровой до обработки его химическим реагентом, соответствующий забою скважины, с которого начата химическая обработка, м^3 ; K, a, b – опытные коэффициенты, значения которых принимаются в зависимости от типа химического реагента, назначения химической обработки и свойств раствора (таблица 6.1).

При получении буровых растворов с низкой температурой замерзания масса поваренной соли, необходимая для приготовления водного раствора различной степени солености, определяется по формуле:

$$m_C = K_C \cdot m_B \cdot (100 - K_C), \text{ кг} \quad (6.10)$$

где K_C – содержание соли %.

Таблица 6.1 - Сведения о значениях опытных коэффициентов для различных химических реагентов

Тип химического реагента или добавки	Дополнительные условия	К	a	b
ССБ, КССБ, КМЦ	Соленость фильтрата, %:			
	6	0,09	0,001	1,0
	15	0,04	0,001	1,0
	< 2	0,025	0,001	1,0
УЦР, ТЦР	приготовление:			
	на пресной воде	0,06	0,001	0,5
	на морской воде	0,06	0,001	1,0
Кальцинированная сода	-	0,01	0,001	1,0
Крахмал	Соленость фильтрата 15% водоотдача, см ³ /30 мин:			
	20	0,004	0,001	1,0
	15	0,005	0,001	1,2
	10	0,06	0,001	1,4
	5	0,0125	0,001	1,6
Нефть	Для борьбы с прихватами и затыжками инструмента	0,1	0,13	1,0

Значение K_C выбирается в зависимости от требуемой температуры замерзания бурового раствора (таблица 6.2).

Таблица 6.2 – Значение температуры замерзания бурового раствора в зависимости от концентрации соли

Концентрация NaCl, %	Температура замерзания раствора, °C	Концентрация NaCl, %	Температура замерзания раствора, °C
0,1	0	14,9	-11,0
1,5	-0,9	16,2	-12,2
2,9	-1,8	17,5	-13,6
4,3	-2,6	18,8	-15,1
5,6	-3,5	20,0	-18,2
7,0	-4,4	22,4	-20,0
8,3	-5,4	23,1	-21,2
9,6	-6,4	23,7	-17,2
11,0	-7,5	24,9	-9,5
12,3	-8,5	26,1	-1,7
13,6	-9,8	56,6	0

Если применяется глинистый раствор, то качество соли, необходимое для доставления к раствору, определяется следующим образом.

Вычисляют массу поваренной соли, которую надо добавить в 1 м³ раствора:

$$m_c = \frac{K_c \cdot m_{z.p.}}{(100 - K_c)}, \text{ кг} \quad (6.11)$$

где $m_{z.p.}$ - масса 1 м³ глинистого раствора, кг.

Объем воды, необходимый для приготовления насыщенного раствора соли (в глинистый раствор соль добавляют в виде насыщенного раствора):

$$V_B = \frac{m_c}{q_c}, \text{ м}^3 \quad (6.12)$$

где q_c - количество соли, необходимое для насыщения 1 м³ воды, кг.

Дополнительное количество соли m_{1c} , необходимое для получения требуемой концентрации и связанное с добавлением к глинистому раствору воды, составит:

$$m_{1c} = \frac{K_c \cdot V_B}{(100 - K_c)}, \text{ кг} \quad (6.13)$$

Общая масса соли для получения насыщенного раствора:

$$m_{c\Sigma} = m_c + m_{1c}, \text{ кг} \quad (6.14)$$

Общий объем воды для получения насыщенного раствора соли:

$$V_{B\Sigma} = \frac{V_B}{0,36}, \text{ л} \quad (6.15)$$

При получении аэрированных бесструктурных буровых растворов необходимая масса ПАВ для обработки определяется:

$$m_{\text{ПАВ}} = V_{\text{б.р.}} \cdot \rho \cdot \frac{K_1}{K_2}, \text{ кг} \quad (6.16)$$

где K_1 – заданная концентрация ПАВ, %;

K_2 – концентрация активного вещества ПАВ, % (таблица 6.3).

Таблица 6.3 - Содержание активных веществ в ПАВ

Наименование	Содержание активных веществ в ПАВ, %
ОП-7	99,5
ОП-10	99,5
Прогресс	20
Сульфонат	89,5
Сульфонол	84
Бурол	25

Пример 6.1. Определить количество бурого угля с влажностью W_y , %, каустической соды определенной концентрации ($m_{к.с.}$, %) и воды которое необходимо для приготовления $V_{уцр}$ реагента УЦР.

Таблица 6.4 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
W_y , %	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$m_{к.с.}$, %	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
$V_{уцр}$, м ³	20	22	25	27	30	32	35	38	40	42
K_y , %	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
$K_{к.с.}$, %	2,8	2,9	3	3,1	3,2	3,3	3,4	,5	3,6	3,7
ρ_y , кг/м ³	1200									

Пример 6.2. Определить массу крахмала и сухой каустической соды для приготовления реагента объемом V_k (м³) с концентрацией крахмала K_k (%) и сода $K_{к.с.}$ (%) от массы крахмала.

Таблица 6.5 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V_k , м ³	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K_k , %	5	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$K_{к.с.}$, %	0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8

Пример 6.3. Бурение скважины предполагается вести с использованием глинистого раствора плотностью $\rho_{б.р.}$ (кг/м³) в районе распространения многолетнемерзлых пород со сложными геологическими условиями. Определить общее количество соли и воды, если требуемая температура замерзания раствора составляет T , °С.

Таблица 6.6 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{б.р.}$, кг/м ³	1100	1110	1120	1130	1140	1150	1160	1170	1180	1190
T , °С	-0,9	-1,8	-2,6	-3,5	-4,4	-5,4	-6,4	-7,5	-8,5	-9,8
q_c , кг*	0,36									
*Примечание: q_c - количество соли, необходимое для насыщения 1 м ³ воды, кг										

Пример 6.4. Объем обрабатываемого с помощью ПАВ раствора плотностью $\rho_{б.р.}$ (кг/м³) составляет V (м³). Определить необходимую массу ПАВ при концентрации K_1 (%).

Таблица 6.7 – Данные для различных вариантов задач

Параметр	Варианты
----------	----------

ры	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{\text{б.р.}}, \text{кг/м}^3$	1100	1110	1120	1130	1140	1150	1160	1170	1180	1190
$V, \text{м}^3$	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65
$K_1, \%$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПАВ	ОП-7	ОП-10	Прогресс	Сульфонат	Сульфонат	Бурол	ОП-7	ОП-10	Прогресс	Сульфонат

Практическая работа №7

«Расчеты при приготовлении эмульсионных, полимерных и полимербентонитовых растворов»

Расчет необходимого количества эмульсиола ($m_{\text{э}}$) для приготовления эмульсионного раствора:

$$m_{\text{э}} = 10 \cdot K_{\text{э}} \cdot V_{\text{р}}, \text{ кг} \quad (7.1)$$

где $K_{\text{э}}$ – заданная концентрация эмульсии в растворе, %;

$V_{\text{р}}$ – объем приготовленного эмульсионного раствора, м³.

Масса ($m_{\text{ЭПР}}$, кг) составляющих (нигрола и ПАВ) для приготовления эмульсионного промывочного раствора (ЭПР):

$$m_{\text{ЭПР}} = \frac{K \cdot M_{\text{э}}}{100}, \text{ кг} \quad (7.2)$$

где K – необходимая концентрация эмульгатора или нигрола, %; $M_{\text{э}}$ – масса приготавливаемой эмульсии, кг.

Содержание ПАВ (ОП-10 или ОП-7) в ЭПР должна быть в пределах 0,4-0,5 %, а нигрола – 1-4%.

Концентрированный полимерный раствор с заданной концентрацией приготавливается из товарного полиакриламида (ПАА), необходимое количество которого определяется по формуле:

$$m_{\text{ПАА}} = \frac{K_1}{K_2} \cdot M_{\text{ПР}}, \text{ кг} \quad (7.3)$$

где K_1 – концентрация полимера в концентрированном растворе, %; K_2 – концентрация чистого полимера в товарном продукте, %; $M_{\text{ПР}}$ – количество приготавливаемого концентрированного раствора, необходимое для приготовления полимерного раствора, подсчитывается по формуле:

$$M_{\text{ПР}} = M \cdot \frac{K_3}{K_1}, \text{ кг} \quad (7.4)$$

где M – количество приготавливаемого полимерного раствора, кг; K_3 – требуемая концентрация полимера в приготавливаемом полимерном растворе, %.

Количество технического едкого натра (NaOH), необходимое для качественного гидролиза, согласно рекомендациям ВИТР вычисляется из выражения:

$$m_{\text{NaOH}} = \frac{C}{K_c} \cdot K_1 \cdot M_{\text{ПР}}, \text{ кг} \quad (7.5)$$

где C – отношение количества едкого натра к количеству полимера в ПАА ($K_c = 0,6-1,2$); K – коэффициент, зависящий от качества едкого натра (численно равен процентному содержанию едкого натра в техническом продукте).

Масса глинопорошка необходимая для получения полимербентонитового раствора (ПБР) заданной концентрации, вычисляется по формуле:

$$M_{\text{Г}} = \frac{K_{\text{Г}} \cdot M_{\text{ПБР}}}{100}, \text{ кг} \quad (7.6)$$

где K_{Γ} – заданная концентрация бентонита (или глины) в растворе, %; $M_{\text{ПБР}}$ – масса приготавливаемого ПБР, кг.

Объем глинистого раствора, необходимый для приготовления ПБР:

$$V_{\Gamma.P.} = V_{\text{ПБР}} \cdot \frac{\rho_{\text{ПБР}} \cdot (\rho_{\text{ПБР}} - \rho_{\text{В}})}{\rho_{\text{зр}} \cdot (\rho_{\text{зр}} - \rho_{\text{В}})}, \text{ м}^3 \quad (7.7)$$

где $V_{\text{ПБР}}$ – необходимый объем ПБР, м^3 ; $V_{\Gamma.P.}$ – потребный объем глинистого раствора плотностью $\rho_{\text{зр}}$, м^3 ; $\rho_{\text{ПБР}}$ – плотность ПБР, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Плотность эмульсионного глинистого раствора, полученного после долива нефти:

$$\rho_{\text{э.р.}} = \rho - \frac{V_{\text{Н}}}{V_{\text{Р}}} \cdot (\rho - \rho_{\text{Н}}), \text{ кг}/\text{м}^3 \quad (7.8)$$

где $V_{\text{Н}}$ – объем добавляемой нефти, м^3 ; $\rho_{\text{Н}}$ – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Пример 7.1. Необходимо приготовить эмульсионный раствор плотностью $\rho_{\text{б.р.}} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ в объеме M_3 (м^3). Содержание нигрола $K_{\text{Н}}$ (%) и ОП-10 $K_{\text{оп-10}}$ (%). Определить потребное количество нигрола и ОП-10.

Таблица 7.1 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
M_3 (м^3)	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$K_{\text{Н}}$ (%)	1,5	2	3	4	1,5	2	3	4	2	3
$K_{\text{оп-10}}$ (%)	0,4	0,45	0,5	0,4	0,45	0,5	0,4	0,45	0,5	0,45

Пример 7.2. Определить потребный объем эмульсионного раствора и потребное количество эмульсола для скважины глубиной L , м диаметром D , мм, если количество замен раствора n_3 , а по данным лабораторных исследований оптимальная концентрация эмульсола в растворе K_3 , %.

Таблица 7.2 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L , м	500	700	900	1000	1200	1400	1550	1700	1850	2000
D , мм	76	109	120	124	140	109	120	124	140	143
n_3	2	3	2	3	2	4	2	3	4	5
K_3 , %.	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Необходимый объем эмульсионного раствора:

$$V_{\text{ЭР}} = 2V_{\text{С}} + n_3 2V_{\text{С}}, \text{ м}^3 \quad (7.9)$$

где $2V_{\text{С}}$ – объем эмульсионного раствора на заполнение всей циркуляционной системы, м^3 ; $n_3 2V_{\text{С}}$ – потери раствора, связанные с заменой раствора, м^3 .

Пример 7.3. Рассчитать потребное количество полимера и кальцинированной соды, необходимое для приготовления полимерного раствора на основе ПАА для следующих условий: диаметр скважины D (мм) с использованием полимерного раствора в интервале L (м), концентрация ПАА K_3 (%), концентрация активной кальцинированной соды для обработки раствора с целью уменьшения коррозионной активности K_c (%); полимерный раствор приготавливается на основе концентрированного полимерного раствора с концентрацией K_1 (%); количество замен раствора n_3 ; концентрация чистого полимера в товарном продукте K_2 (%); плотность раствора 1000 кг/м^3 ; потребный объем полимерного раствора $V_{\text{ПР}}=4V_c$.

Таблица 7.3 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L, \text{ м}$	500	700	900	1000	1200	1400	1550	1700	1850	2000
$D, \text{ мм}$	76	109	120	124	140	109	120	124	140	143
n_3	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
$K_1, \%$	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2
$K_2, \%$	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
$K_3, \%$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
$K_c, \%$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1

Пример 7.4. Дано: концентрация кальцинированной соды в растворе ПБР $K_{\text{Na}_2\text{CO}_3}$ (%); объем приготавливаемого раствора $V, \text{ м}^3$ плотностью $\rho_{\text{ПБР}}$ (кг/м^3); K_1 (%), K_3 (%); плотность глинистого раствора $\rho_{\text{ГР}}$ (кг/м^3); плотность глины $\rho_{\text{Г}}$ (кг/м^3); процентное содержание едкого натра в техническом продукте K_{NaOH} (%). Определить объем глинистого раствора, необходимого для приготовления ПБР, потребное количество глины и полимерного раствора, потребное количество товарного ПАА, количество едкого натра для качественного гидролиза и потребное количество кальцинированной соды для обработки раствора.

Таблица 7.4 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\rho_{\text{ПБР}}, \text{ кг/м}^3$	1030	1035	1040	1045	1050	1060	1070	1080	1090	1100
$\rho_{\text{ГР}}, \text{ кг/м}^3$	1200	1210	1220	1230	1250	1300	1350	1360	1365	1385
$\rho_{\text{Г}} (\text{кг/м}^3);$	2000	2050	2100	2150	2200	2250	2300	2350	2400	2450
$V_{\text{ПБР}}, \text{ м}^3$	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	13,0	14,0
$K_{\text{Na}_2\text{CO}_3}, \%$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
$K_1, \%$	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2
$K_3, \%$	0,4	0,6	0,5	0,3	0,2	0,5	0,4	0,6	0,4	0,3
$K_{\text{NaOH}}, \%$	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
$K_2, \%$	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,6	8,7	8,8	8,9	9
C (отнош. кол-ва едкого натра к кол-ву ПАА)	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	0,8	0,9	0,6

Пример 7.5. Следует приготовить эмульсионный раствор путем добавления V_H (m^3) нефти плотностью ρ_H ($кг/м^3$) к $25 m^3$ исходного глинистого раствора плотностью $\rho_{ГР}$ ($кг/м^3$). Сколько требуется добавить утяжелителя (барита с плотностью $\rho_B=4300 кг/м^3$); что бы после долива нефти плотность раствора оставалась на том же уровне?

Таблица 7.5 – Данные для различных вариантов задач

Параметры	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V_H (m^3)	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	6	7
$\rho_{ГР}$, $кг/м^3$	1200	1210	1220	1230	1250	1300	1350	1360	1365	1385
ρ_H ($кг/м^3$);	750	770	785	795	800	810	815	820	825	830

ЛИТЕРАТУРА

1. Гречин Е.Г., Овчинников В.П., Будько А.В. Теория и практика работы неориентируемых компоновок низа бурильной колонны: Учебное пособие - Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2008 <https://e.lanbook.com/book/39215>
2. Гридин, В.А. Нефтегазопромысловая геология : учебное пособие (курс лекций) / Гридин В. А. - Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2016. - 249 с. - URL: <http://www.iprbookshop.ru/66032.html>
3. Ладенко А.А. Оборудование для бурения скважин [Электронный ресурс]: учебное пособие/ Ладенко А.А.– Электрон. текстовые данные.– М.: Инфра-Инженерия, 2019. - 180 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/86609.html>. – ЭБС «IPRbooks»
4. Овчинников В.П., Двойников М.В., Герасимов Г.Т., Иванцов А.Ю. Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин: Учебное пособие-Тюмень: Изд-во «Экспресс», 2008 <https://e.lanbook.com/book/30387>
5. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 344 с.
6. Храменков В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Г. Храменков. – Электрон. дан. – Томск : ТПУ, 2012. – 416 с. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/10326>
7. Храменков В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтегазовых скважин [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Г. Храменков. – Электрон. дан. – Томск : ТПУ, 2012. – 416 с. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/10326>