

3.2. Утяжелители

Очевидно, что чем ниже качество глинопорошка, т.е. чем ниже выход глинистого раствора, тем выше его плотность при одной и той же эффективной вязкости.

Так, для получения **1** м³ глинистого раствора с эффективной вязкостью равной **20** мПа·с потребуется **50** кг глинопорошка ПБМА (выход глинистого раствора **20** м³/т) и **500** кг глинопорошка ПКГН (выход глинистого раствора **2** м³/т).

При плотности глины равной **2600** кг/м³ плотность раствора из глинопорошка ПБМА (без учета его влажности) составит **1030** кг/м³, а из глинопорошка ПКГН – **1300** кг/м³.



Используя соответствующую химическую обработку (CaCl_2 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), направленную на повышение глиноёмкости, плотность бурового раствора из низкокачественных глин при сохранении его реологических свойств в рабочих пределах можно довести до 1400...1450 кг/м³.

Когда же необходим буровой раствор с большей плотностью (предупреждение газоводонефтепроявлений в зонах АВПД) используют добавки тонко размолотых порошков инертных тяжёлых минералов – **утяжелителей**.

Впервые в качестве утяжелителя американец Страуд в 1921 г. предложил использовать **окислы железа**, а в 1922 г. – **барит**, который был испытан в 1923 г. при бурении скважины на нефть ударно-канатным способом в штате Калифорния.



В зависимости от основы минерала природные утяжелители делятся на 4 вида (расположены в порядке роста утяжеляющей способности):

- ✓ **карбонатные**: известняк (CaCO_3 , $\rho = 2600 \dots 2800 \text{ кг/м}^3$), доломит ($\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, $\rho = 2800 \dots 2900 \text{ кг/м}^3$);
- ✓ **баритовые**: сульфат бария или барит (BaSO_4 , $\rho = 4200 \dots 4500 \text{ кг/м}^3$);
- ✓ **железистые**: гематит (Fe_2O_3 , $\rho = 4900 \dots 5300 \text{ кг/м}^3$); магнетит (Fe_3O_4 , $\rho = 5000 \dots 5200 \text{ кг/м}^3$);
- ✓ **свинцовые**: галенит (PbS , максимально достижимая плотность бурового раствора равна 3840 кг/м^3).



Кроме плотности, другими важнейшими характеристиками утяжелителя являются:

- ✓ **инертность** (минимальное изменение всех других свойств бурового раствора, кроме плотности);
- ✓ **абразивность**;
- ✓ **степень дисперсности** (тонкость помола).

Все эти характеристики взаимосвязаны. Так, чем выше степень дисперсности утяжелителя, тем он менее инертен и абразивен. При низкой степени дисперсности - выше абразивность и инертность утяжелителя, но ниже седиментационная устойчивость утяжеленного раствора.



Степень дисперсности утяжелителя устанавливают ситовым анализом (по остатку на сите с определенным размером ячеек).

Абразивность, как правило, определяют по потере массы стандартной лопасти мешалки, перемешивающей буровой раствор, содержащий исследуемый утяжелитель.

По методике API об **инертности** утяжелителя судят по значению характеристического индекса (ХИ)

$$\text{ХИ} = \eta + \tau_0 + 3 \cdot (\text{СНС}_{10\text{ с}} + \text{СНС}_{10\text{ мин}}). \quad (6.1)$$

Исследуемый утяжелитель считается инертным, если ХИ равен или меньше стандартного (эталонного) значения, установленного API.



3.3. Закупоривающие материалы (наполнители)

Бурение в сложных геолого-технических условиях нередко сопровождается **поглощением бурового раствора**, т. е. его уходом из ствола скважины в околоствольное пространство.

Обязательными условиями возникновения поглощений бурового раствора являются наличие перепада давления в системе «ствол скважины - пласт» и наличие в вскрываемых пластах каналов, по которым буровой раствор может уходить из ствола скважины вглубь этих пластов.

Исходя из названных условий возникновения поглощений все мероприятия по их предупреждению и ликвидации сводятся к снижению перепада давления или репрессии на поглощающие пласты и, что более радикально, к **изоляции каналов поглощения**.



Среди многочисленных способов изоляции каналов поглощения наиболее простым, доступным, дешевым, весьма оперативным и достаточно высокоэффективным является их закупоривание вводимыми в буровой раствор наполнителями.

Накопленный зарубежными специалистами опыт показывает, что суммарное массовое **содержание наполнителей в буровом растворе**, вполне достаточное для ликвидации поглощений различной интенсивности, включая полное, и не вызывающее каких-либо нарушений процесса роторного бурения, составляет до **5...7 %**.

При этом наилучшие результаты достигаются при использовании смесей (композиций) наполнителей различного вида (**волокнистые, зернистые, чешуйчато-пластинчатые** и др.) и преимущественно в разрезах, представленных крепкими породами.



Волокнистые наполнители:

- ✓ **древесные опилки;**
- ✓ **измельченная кора деревьев;**
- ✓ **кордное волокно;**
- ✓ **техническая кошма;**
- ✓ **кожа-«горох»;**
- ✓ **хромовая стружка;**
- ✓ **улюк волокнистый (недоразвитые семена хлопчатника);**
- ✓ **асбест;**
- ✓ **торф;**
- ✓ **свиная щетина;**
- ✓ **куриные перья и др.**



Зернистые наполнители:

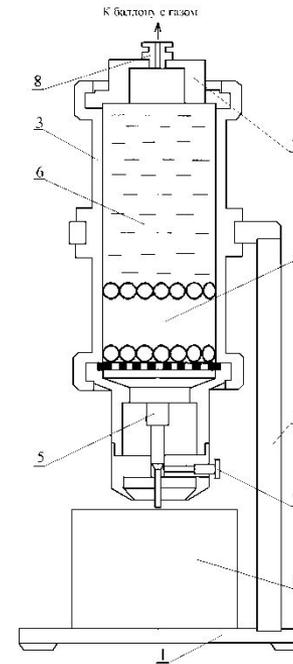
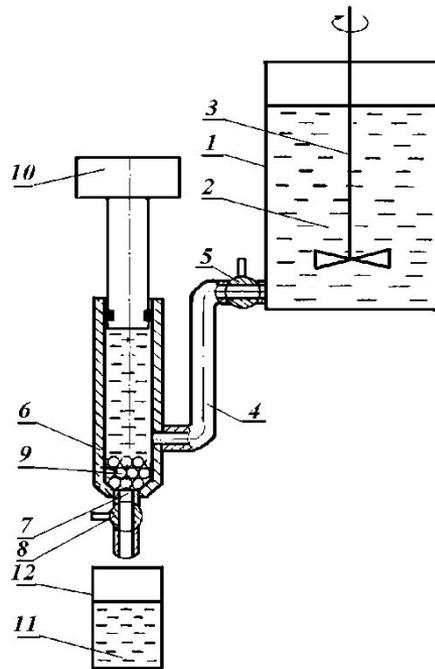
- ✓ скорлупа ореховая (фундук);
- ✓ мелкая резиновая крошка (дробленая резина);
- ✓ полиэтиленовая крошка;
- ✓ щебень;
- ✓ гравий;
- ✓ песок;
- ✓ пемза;
- ✓ шлак;
- ✓ туф;
- ✓ диатомит;
- ✓ трепел;
- ✓ опоки;
- ✓ керамзит;
- ✓ измельченные панцири раков и др.



Чешуйчато-пластинчатые наполнители:

- ✓ слюда-чешуйка;
- ✓ целлофановая стружка;
- ✓ бумажная стружка;
- ✓ подсолнечная лузга;
- ✓ рыбья чешуя;
- ✓ сломель-М и др.





Приборы для оценки закупоривающей способности наполнителей (ПОЗС) конструкции ТПУ



3.4. Показатели оценки качества материалов

3.4.1. Определение объемной концентрации в буровом растворе твердой фазы и частиц коллоидных размеров

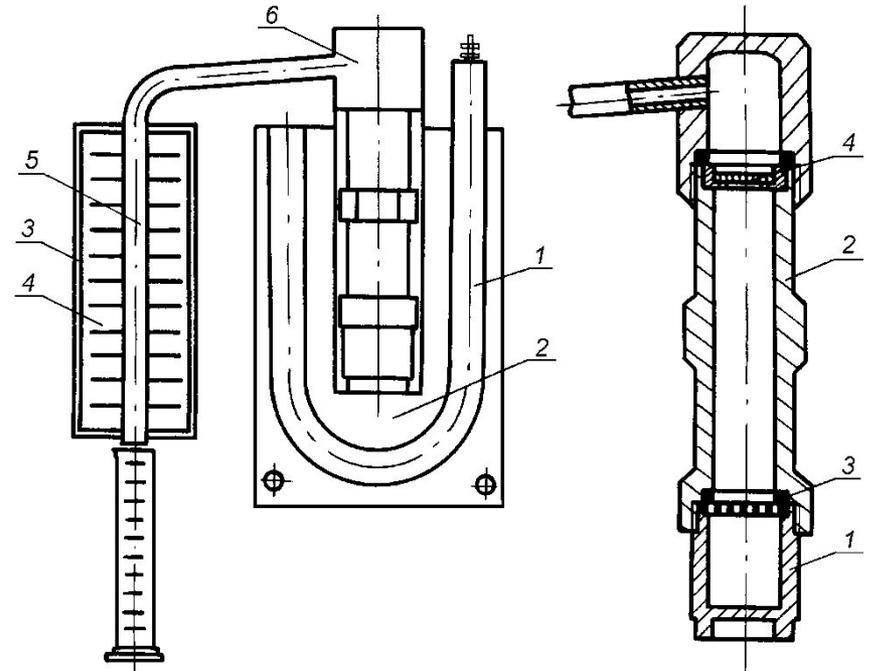
Объемная концентрация твердой фазы и степень ее дисперсности оказывают на механическую скорость бурения не менее значимое влияние, чем дифференциальное давление.

Это влияние обусловлено образованием на забое фильтрационной корки, проницаемость которой по мере роста объемной концентрации и степени дисперсности твердой фазы снижается, что препятствует выравниванию давлений в скважине и в порах горных пород (трещине отрыва) и затрудняет тем самым удаление выбуренных частиц с забоя скважины.



Концентрацию в буровом растворе твердой фазы определяют с помощью установки **ТФН-1**.

Установка ТФН-1 состоит из следующих основных узлов: нагревательного устройства, конденсатора, испарителя и измерительного цилиндра.



Концентрацию в буровом растворе **частиц коллоидных размеров определяют путем титрования его метиленовой синью (МС)**. Объем МС (V), израсходованный на титрование 2 см^3 исследуемого бурового раствора, сравнивают с эталонным значением, за которое принят объем МС равный 59 см^3 , в среднем адсорбируемый 1 г частиц бентонита размером менее 2 мкм .

Объемную концентрацию в буровом растворе частиц коллоидных размеров ($C_k, \%$) находят по следующей формуле

$$C_k \approx 0,33 V, \quad (6.2)$$

где V - объем МС, израсходованной на титрование 2 см^3 исследуемой глинистой суспензии, см^3 .



3.4.2. Определение концентрации загрязняющих буровой раствор примесей

Твердые примеси. К загрязняющим буровой раствор твердым примесям относят все содержащиеся в нем грубодисперсные частицы, независимо от их происхождения.

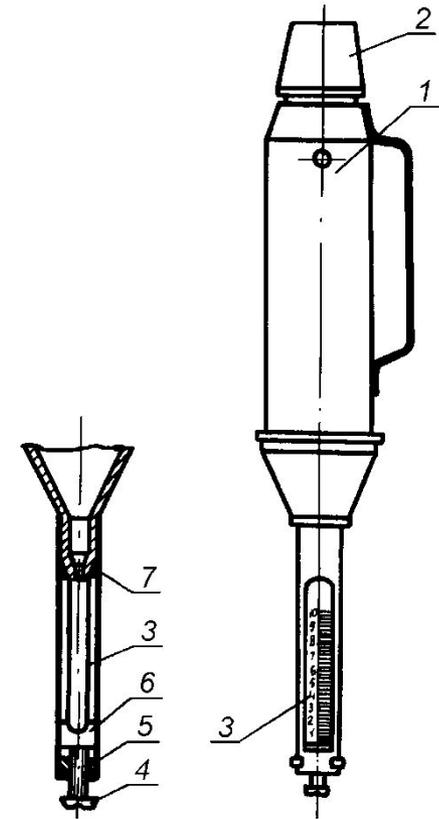
Присутствие в буровом растворе этих частиц, условно называемых **«песком»**, существенно снижает ресурс работы гидравлических частей буровых насосов, вертлюга, гидравлических забойных двигателей, бурильных труб и их соединений.

По этой причине **концентрация «песка» в буровом растворе не должна превышать 2 - 3 %.**



Для измерения концентрации «песка» используется **металлический отстойник ОМ - 2**.

Концентрация песка (C_n , %) - это объем осадка, который образуется при отстаивании в течение 1 мин разбавленного водой бурового раствора, отнесенный к объему исходного бурового раствора.



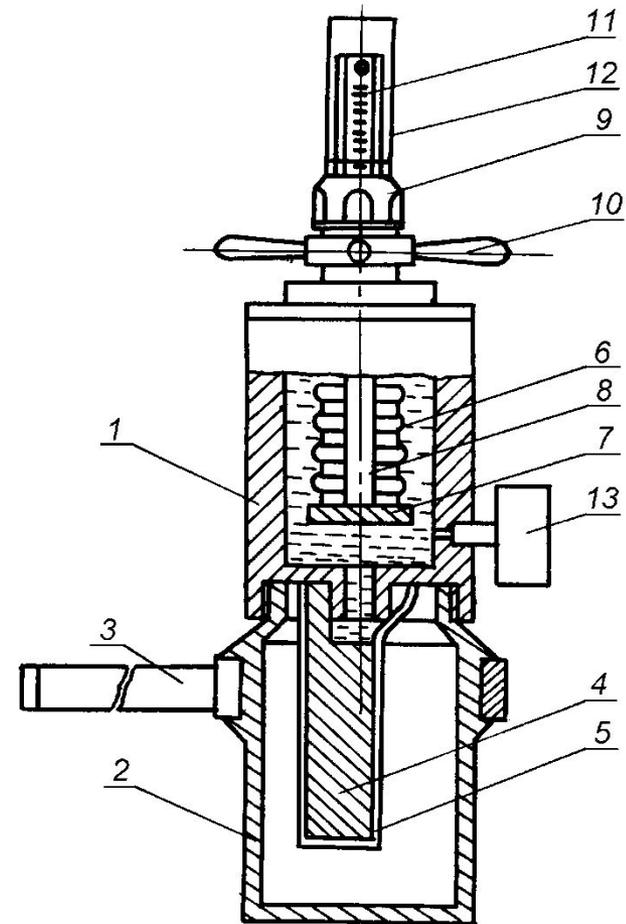
Газообразные примеси. Буровой раствор может загрязняться газом при разбурировании газосодержащих пластов, в результате негерметичности всасывающей и нагнетательной линий буровых насосов, а также обработки бурового раствора реагентами, вызывающими его вспенивание.

Насыщение бурового раствора газом (аэрация) приводит к снижению его плотности и повышению вязкости со всеми вытекающими в связи с этим возможными осложнениями, в частности, флюидопроявлениями и нарушениями устойчивости стенок скважин.

Кроме этого, с увеличением концентрации газа в буровом растворе ухудшается и работа буровых насосов.



Концентрацию газа (C_0 , %) в буровом растворе определяют с помощью прибора **ПГР-1**.



3.5. Химические реагенты

Химические реагенты служат:

- ✓ для придания буровым растворам необходимых свойств в процессе их приготовления, т.е. для получения буровых растворов с показателями свойств, соответствующими геолого-техническим условиям бурения скважин;
- ✓ для защиты используемых буровых растворов от возмущающих воздействий (шлама выбуренных пород, низких и высоких температур, электролитной агрессии), которую, как правило, производят в процессе приготовления раствора;
- ✓ для регенерации (восстановления или поддержания в заданных пределах) свойств буровых растворов в процессе бурения.



Первыми химическими реагентами, которые в мировой буровой практике начали применяться с 1929 года, были каустическая сода (едкий натр, гидроксид натрия) – NaOH и алюминат натрия ($\text{Na}_2\text{Al}_2\text{O}_3$). Они предназначались для повышения вязкости и статического напряжения сдвига буровых растворов с целью предупреждения осаждения в них частиц утяжелителя.

В нашей стране химические реагенты начали использовать в бурении в 40-х годах. Первыми отечественными реагентами являются **УЦР** и **ТЦР**, предложенные В.С. Барановым и З.П. Букс в 1934 году (по другим источникам – в 1938 г.).

В 1994 году 98 фирм США выпускали материалы и химические реагенты для буровых растворов свыше 1900 наименований.



Большинство реагентов, применяющихся в бурении, сложны по своему химическому составу или представляют собой смеси веществ различного химического строения, однако все их можно объединить в восемь групп:

1. Полисахариды – естественные (природные) полимеры, имеющие общую химическую формулу – $(C_6H_{10}O_5)_n$. Важнейшими полисахаридами являются крахмал и целлюлоза. Сырьем для производства крахмала служат картофель, кукуруза, рис, пшеница, а целлюлозы (Ц) – древесина (40 - 55 % Ц) и волокна хлопковых семян (95 - 98 % Ц).

Основные реагенты этой группы:

- ✓ **крахмал;**
- ✓ **модифицированный крахмал (МК);**
- ✓ **карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ - 500, 600, 700) и ее зарубежные аналоги FINOGELL, FIN-FIX и др.;**
- ✓ **КМЦ марки «Торос-2» - буровая.**



2. Акриловые полимеры – синтетические полимеры, являющиеся продуктами нефтехимии.

Основные реагенты этой группы:

- ✓ гидролизированный полиакрилонитрил (**гипан**), а также его аналоги: отечественные (**гивпан-Н**, порошкообразный акриловый полимер – ПАП, полимер **«Унифлок»**) и зарубежные (**СУРАН**);
- ✓ НР-5 (нитронный реагент);
- ✓ **полиакриламид** (ПАА) и его зарубежные аналоги: **DK-DRIL**, **Cydril – 5110, 400, 5300**;
- ✓ **метас, метасол**;
- ✓ **сополимер М-14ВВ**;
- ✓ **лакрис 20**.



3. Гуматные реагенты – натриевые или калиевые соли гуминовых кислот, получаемые экстракцией из бурого угля или торфа в присутствии щелочи (NaOH, KOH):

- ✓ **углещелочной реагент (УЩР)** = бурый уголь + NaOH;
- ✓ **торфощелочной реагент (ТЩР)** = торф + NaOH (KOH);
- ✓ **гуматнокалиевый реагент (ГКР)** = бурый уголь + KOH.

4. Лигносulfонаты (сырьем для их получения служат многотоннажные отходы производства целлюлозы сульфитной варкой древесины):

- ✓ **сульфитно-спиртовая барда (ССБ)**;
- ✓ **конденсированная сульфитно-спиртовая барда (КССБ)**;
- ✓ **феррохромлигносульфонат (ФХЛС)**;
- ✓ **хромлигносульфонат (окзил)**.



5. Реагенты на основе гидролизного лигнина (сырьем для их получения служит гидролизный лигнин, который является отходом при производстве спирта из древесины, подсолнечной лузги, кукурузных кочерыжек, хлопковой шелухи и др.):

✓ **нитролигнин (НЛГ);**

✓ **игетан.**

6. Электролиты - кислоты, соли и основания (щелочи):

✓ **NaOH – гидроокись натрия (едкий натр, **каустическая сода**);**

✓ **Na₂CO₃ – карбонат натрия (**кальцинированная сода**);**

✓ **KOH – гидроокись калия (**едкий калий**);**

✓ **Ca(OH)₂ – гидроксид кальция (**гашеная известь**);**

✓ **CaCl₂ – **хлористый кальций**;**

✓ **KCl – **хлористый калий**;**

✓ ****жидкое стекло** натриево Na₂O·nSiO₂ и калиево K₂O·nSiO₂;**

✓ **KAl(SO₄)₂ – **алюмокалиевые квасцы**;**

✓ **нитротриметилфосфоновая кислота (**НТФ**) и др.**



7. Кремнийорганические жидкости – синтетические полимеры, содержащие в макромолекуле атомы кремния и углерода:

- ✓ ГКЖ-10 (11);
- ✓ Петросил – 2М.

8. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) - способны адсорбироваться на поверхности раздела фаз (воздух - жидкость, жидкость - жидкость, жидкость - твердое тело) и снижать вследствие этого межфазное поверхностное натяжение:

- ✓ «Прогресс»;
- ✓ сульфонат;
- ✓ сульфонол;
- ✓ азолят А;
- ✓ ДС-РАС;
- ✓ ОП-7, ОП-10;
- ✓ превоцел.



По назначению (действию на свойства буровых растворов) все химические реагенты принято условно делить на следующие 11 групп:

- ✓ **понижители фильтрации;**
- ✓ **понижители вязкости (разжижители);**
- ✓ **структурообразователи;**
- ✓ **регуляторы щелочности (pH);**
- ✓ **ингибиторы глинистых пород;**
- ✓ **регуляторы термостойкости (+ и -);**
- ✓ **пенообразователи;**
- ✓ **пеногасители;**
- ✓ **эмульгаторы (вещества, предохраняющие капельки дисперсной фазы эмульсий от коалесценции, т.е. слияния);**
- ✓ **смазочные добавки;**
- ✓ **понижители твердости горных пород.**



Группа реагентов – понизителей фильтрации включает в себя **полисахариды, акриловые полимеры, гуматные реагенты и лигносульфонаты (КССБ)**, в том числе Duralon™ («Дюралон»), Durastar™ («Дюрастар»), Asphasol® («Асфасол»), Flo-Trol® («Фло-Трол»), Polyrac® R («Полипак R»), Polyrac® UL («Полипак UL»), Polysal® («Полисал»), Resinex® («Резинекс»), SP-101® (SP-101), Tannathin® («Таннатин») и др.

К реагентам понизителям вязкости относятся реагенты на основе гидролизного лигнина, модифицированные лигносульфонаты (ФХЛС, окзил), НТФ и их зарубежные аналоги: Desco® CF («Деско»), Rheostar™ («Реостар»), SAPP (СЭПП), Spersene CF® («Сперсен Си-Эф»), Tackle® («Тэкл»), Tackle® Dry («Тэкл Драй»), XP-20® («Икс-Пи-20») и др.



Роль структурообразователей, регуляторов щелочности, ингибиторов глинистых пород, в частности, Kla-Cure® («Кла-Кью»), Kla-Gard® («Кла-Гард»), Poly-Plus® («Полиплас»), Saltex™ («Солтэкс»), Shale Chek™ («Шейл-Чек») и регуляторов термостойкости в основном выполняют электролиты и кремнийорганические жидкости.

Функции пеногасителей, например, Defoam-A™ («Дефоам-А») и Defoam-X™ («Дефоам-Икс»), пенообразователей, эмульгаторов, смазочных добавок, в частности, Dril-Free™ («Дрил-Фри»), Lube-100™ («Люб-100»), Lube-167™ («Люб-167») и понизителей твердости горных пород чаще всего выполняют ПАВ.

Кроме этого, в качестве смазочных добавок и пеногасителей используют и кремнийорганические жидкости.



В США компоненты для буровых растворов принято делить на **16** групп. Дополнительно к приведенным выше группам выделяют:

- ✓ утяжелители;
- ✓ закупоривающие материалы (наполнители);
- ✓ **бактерициды** (вещества, подавляющие микробиологическую деятельность, т.е. предупреждающие микробиологическую деструкцию химических реагентов и, в частности, полимеров), например, Bacban™ III («Бакбан-3»), M-I Cide™ («Эм-Ай Сайд»);
- ✓ **реагенты, связывающие ионы кальция;**
- ✓ **ингибиторы коррозии и нейтрализаторы**, в частности, Sulf-X® («Сульф-Икс»);



- ✓ **реагенты, связывающие ионы кальция;**
- ✓ **ингибиторы коррозии и нейтрализаторы**, например, Sulf-X® («Сульф-Икс»);
- ✓ **флокулянты;**
- ✓ **ПАВ** (наряду с пенообразователями, пеногасителями, эмульгаторами), например, Dril-Kleen® («Дрил-Клин»);
- ✓ **загустители** (реагенты, повышающие вязкость), в частности, Flo-Vis® Plus («Фло-Виз Плюс»), «СМС-650», «СМС-700», Duotec™ NS («Дуотэк»), Duovis™ («Дуовиз») и др.

