

## Регламент на приготовление и обработку бурового раствора при бурении поисковой скважины

### 1. Интервал 1300-3820м бурения под 2-ю техническую колонну (дол.295.3 мм).

- 1.1. В качестве основы для приготовления бурового раствора использовать полимерглинистый раствор из интервала бурения предыдущей технической колонны, сохраненный после ее спуска, цементирования и разбуривания на воде цементного стакана. Перед началом бурения исходный полимерглинистый раствор в количестве 60-80 м<sup>3</sup> разбавить водой до плотности 1,04-1,06 г/см<sup>3</sup>, обработать кальцинированной содой в количестве до 100 кг (2мешка) и стабилизировать КМЦ, расход - до 250 кг (10 мешков). Водные растворы КМЦ и кальцинированной соды готовить в глиномешалке.
- 1.2. Компенсацию потерь объема бурового раствора в процессе углубления скважины осуществлять добавками водных растворов полимеров: КМЦ + Унифлок или водно-щелочным раствором М-14, а также гидратированного глинопорошка (глинистой пасты). На одну глиномешалку водного раствора полимеров расход: КМЦ - (8-12)кг, Унифлок - (4 - 8)кг; на 4 м<sup>3</sup> воды добавлять 3-6 кг М-14 + 1-2 кг щелочи.

### Порядок приготовления водно-щелочного раствора М-14.

- заполнить глиномешалку на 2/3 водой и при непрерывном перемешивании в течение 10 мин загрузить расчетное количество М-14. Смесь перемешать до полного диспергирования реагента в воде;
- после диспергирования реагента добавить каустическую соду (соотношение М-14 со щелочью 10:4, т.е. для растворения 100 кг М-14 необходимо добавить 40 кг щелочи), долить глиномешалку водой до полного объема и перемешать в течение 1 часа до полного растворения реагента.

Содержание глинистой коллоидной фазы (монтмориллонита), определяемое в центральной лаборатории, поддерживать на уровне не менее 2,8 - 3,0%, т.е. 28 - 30 кг/м<sup>3</sup> бурового раствора. Для этого глинопорошок, глинистую пасту или глинистый раствор подавать во временно изолируемый мерник, тщательно перемешивать с полимерглинистым раствором, а затем дозированно пускать в общую систему циркуляции.

- 3.3. В интервале бурения 2200-2500 м произвести обработку бурового раствора химреагентом ОПТИТРОЛ или КЛСП с целью: наиболее полного эмульгирования в буровом растворе углеводородного компонента, снижения фильтрации, стабилизации показателей СНС и вязкости, уменьшения значения показателя липкости глистой корки, профилактики осыпания аргиллитов со стенки ствола скважины Расход комплексного реагента КЛСП или ОПТИТРОЛ на первичную обработку составит 0,3-0,5%, т.е. ориентировочно 1,0-1,5т.
- 3.4. Комплексный реагент КЛСП и ОПТИТРОЛ одновременно выполняют функции стабилизатора, эмульгатора углеводородов и смазочной добавки. Расход КЛСП составляет до 400кг.(17 мешков), а ОПТИТРОЛ - до 600кг.(25 мешков) на 4м<sup>3</sup> воды, т.е. на глиномешалку. Параллельно можно добавлять 2-4м<sup>3</sup> воды через осреднительную емкость в зависимости от исходной вязкости бурового раствора.

Порядок приготовления водного раствора ОПТИТРОЛ или КЛСП следующий:

- в глиномешалку залить  $3\text{ м}^3$  воды и загрузить реагент в любом расчетном количестве (от 100 до 400кг);
- после загрузки реагента нагреть воду в глиномешалке паром до температуры 90 - 95 С, для предупреждения вспенивания перед перемешиванием реагентов добавить 4 ведра (35 - 40 л) дизельного топлива;
- растворять реагенты в глиномешалке следует периодическим включением ее во избежание перелива за счет возможного вспенивания. Затем долить глиномешалку водой до полного объема и произвести обработку бурового раствора за 1 цикл;

3.5. При бурении регулирование параметров бурового раствора осуществлять водными растворами ОПТИТРОЛ или КЛСП:

- 3-7%-ные растворы КЛСП или ОПТИТРОЛ снижают вязкость и СНС неутяжеленного бурового раствора;
- 10-12%-ные растворы не увеличивают вязкость и СНС, но снижают показатель фильтрации бурового раствора.
- 15-18%-ные растворы увеличивают вязкость и СНС, эффективно снижают показатель фильтрации бурового раствора, в т.ч. при проявлении пластовой минерализации.

Реагенты КЛСП и ОПТИТРОЛ обеспечивают термостойкость промывочной жидкости до 160 С, сокращают количество повторных обработок и расход химических реагентов. При необходимости усилить разжижающее действие реагентов рекомендуются добавки лигносульфонатов BORRE-THIN F в количестве 150 - 200 кг совместно с ОПТИТРОЛ или КЛСП.

3.6. С целью предупреждения поглощения промывочной жидкости с глубины, примерно, 2500м ввести кольматирующую добавку (наполнители) в количестве до 1% и предусмотреть обработку проницаемых пластов струйной кольматацией.

3.7. Параметры полимерглинистого раствора при бурении должны соответствовать следующим значениям:

Параметры глинистого раствора	Ед. изм.	Интервал бурения, м				
		1300-1800	1800-2400	2400-3600	3600-3700	3700-3820
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,04-1,08	1,08-1,10	1,10	1,16	1,26
Вязкость	с	20-25	20-25	20-25	20-30	30-35
Водоотдача	см <sup>3</sup> / 30 мин	7-8	6	6	5-6	5-6
Корка	мм	1	0,5	0,5	0,5	0,5
СНС <sub>1/10мин</sub>	дПа	0/0-5	0/5-10	0/5-10	10-20/20-30	25-30/40-45
рН		8-9	8-9	8-9	8-9	9
Содержание песка	%	До 1	До 1	До 1	До 1	До 1

3.8. При проработке ствола скважины перед спуском обсадной технической колонны  $d$ . 245 мм обработать буровой раствор КЛСП или ОПТИТРОЛ в количестве 8-10 м<sup>3</sup>.

Расход химических реагентов на 1 глиномешалку (4 м<sup>3</sup>):

- ОПТИТРОЛ или КЛСП 140кг (6 мешков);
- ФХЛС 100-150 кг (4-6 мешков);
- хромпик 4-5 кг;



Для очистки бурового раствора применять 3-х ступенчатую систему очистки.  
Ввести смазочные добавки: графит и нефть.

- 4.3. При проработке ствола скважины перед спуском хвостовика обработать буровой раствор пековым реагентом в количестве 8-10 м<sup>3</sup>..

Расход химических реагентов на 1 глиномешалку (4 м<sup>3</sup>):

- КЛСП 180-230 кг 6-8 мешков;
- дизельное топливо 40 литров;
- хромпик 3-5 кг.

Параллельно через осреднительную емкость можно добавить расчетное количество воды.

Указанная обработка позволит уменьшить влияние фактора времени и термоокислительных процессов на рост вязкости и СНС бурового раствора в забойных условиях в период от начала подъема бурильного инструмента до окончания спуска обсадной колонны.

- 4.4. Во время последней промывки перед спуском хвостовика значения показателей вязкости и СНС бурового раствора должны отвечать требованиям:

- вязкость, с 35-40;
- СНС 1/10, дПа 30-40/60-90.

- 4.5. При спуске хвостовика (во время промежуточных промывок), ориентировочно, на глубинах: 1500; 2000; 3470 и 4150 м произвести дополнительную обработку бурового раствора аналогично п. 4.3. Расход реагентов КЛСП или ОПТИТРОЛ на обработку бурового раствора при спуске хвостовика составит ориентировочно 8м<sup>3</sup>. С целью сокращения затрат времени и энергоресурсов (пара) на нагрев воды в глиномешалке рекомендуется за один замес готовить двойную концентрацию водного раствора реагентов, а при обработке бурового раствора параллельно через осреднительную емкость добавлять воду в количестве, равном текущему расходу раствора реагента.

#### 5. Интервал бурения 4150-4300 м под эксплуатационную колонну (d. дол. 171,4 мм).

- 5.1. Перед разбуриванием цементного стакана (после спуска и цементировании хвостовика) произвести предварительную обработку бурового раствора водным раствором кальцинированной соды в количестве 200 кг порошкообразной кальцинированной соды на 4 м<sup>3</sup> воды в глиномешалке.

При разбуривании цементного стакана произвести дополнительную обработку бурового раствора лигносульфонатным реагентом с добавкой кальцинированной соды. На 4 м<sup>3</sup> воды: 400 кг лигносульфоната BORRE-THIN F или ФХЛС + 100 кг кальцинированной соды. Для пеногашения в глиномешалку залить 4 ведра дизельного топлива с пеногасителем MAC-200 в количестве 2-4кг. После разбуривания цементного стакана очистить буровой раствор и рабочие мерники от присутствия цемента.

- 5.2. Перед началом утяжеления бурового раствора определить с помощью химического анализа содержание в нем ионов кальция и монтмориллонита (методом адсорбции метиленовой сини).

**ВНИМАНИЕ!** Не начинать утяжеление бурового раствора, если содержание монтмориллонита превышает 2,5 %.

На основании лабораторного анализа определить "избыток" бурового раствора и откачать его в запасные мерники блока утяжеления. Полимерглинистый буровой

раствор разбавить по циркуляции в башмаке технической колонны до содержания монтмориллонитовых частиц - не более 2,5% водным раствором КМЦ. Затем ввести полимерные структурообразователи до значений вязкости 20-24 с и СНС 5-10/10-20 дПа, после этого приступить к утяжелению.

- 5.3. В процессе утяжеления при достижении плотности 1,70 г/см<sup>3</sup> произвести обработку бурового раствора водным раствором комплексного реагента КЛСП 5-6% - ной концентрации, что соответствует расходу 200 - 240 кг реагента на 4 м<sup>3</sup> воды. Вес одного мешка КЛСП - 23,0 кг. Цель обработки ингибирование твердой фазы бурового раствора и увеличение термо-солеустойчивости в забойных условиях.

В случае увеличения вязкости утяжеленного раствора более 40 с обработать его лигносульфонатами BORRE-THIN F или ФХЛС с добавкой кальцинированной соды и бихромата калия. На 4 м<sup>3</sup> водного раствора в глиномешалку добавлять: 200 кг лигносульфонатов, 50 кг кальцинированной соды и 5кг бихромата калия.

**ИСКЛЮЧИТЬ** обработку утяжеленного до плотности 1,77 г/см<sup>3</sup> бурового раствора полимерами типа КЕМ-PAS и POLI-KEM (D). Лигносульфонаты (ФХЛС, BORRE-THIN F) и кальцинированную соду в порошкообразном виде вводить категорически запрещается.

**НЕ ПРЕВЫШАЙ** нормы расхода химических реагентов на приготовление их водных растворов в глиномешалке; необоснованное увеличение концентрации реагента сопровождается загущением бурового раствора.

Наименование химических реагентов	Максимальное количество реагентов на 4 м <sup>3</sup> водного раствора
1. Для снижения водоотдачи утяжеленного раствора (при малых значениях вязкости).	
1.1. КМЦ	150 кг КМЦ (6 мешков по 25кг).
1.2. КЛСП	15 мешков КЛСП на глиномешалку
2. Для снижения вязкости и СНС утяжеленного раствора.	
2.1. КЛСП + Лигносульфонат + Хромпик + Кальцинированная сода	120 кг КЛСП (5 мешков)+ 120кг лигносульфоната + 7 кг хромпика + 50кг кальцинированной соды

При появлении признаков поглощения утяжеленного полимерглинистого раствора ввести наполнители: древесные опилки, Кен-Сил 2Ф, Полицелл.

- 5.4. В процессе бурения показатели реологических свойств утяжеленного бурового раствора регулировать водными растворами КЛСП и лигносульфонатов. Количество реагентов в указанной комбинации выбирается в зависимости от значений показателей вязкости и СНС бурового раствора (см. п 5.3.). Параметры утяжеленного бурового раствора при бурении должны соответствовать следующим значениям:

Параметры глинистого раствора	Ед. изм.	Интервал бурения, м
		4150-4300
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1,98
Вязкость	с	45-50
Водоотдача	см <sup>3</sup> / 30 мин	4-5
Толщина глинистой	мм	0,5

корки		
СНС 1/10 мин	дПа	70-100/140-200
рН		10-11
Содержание песка	%	2

Для очистки бурового раствора применять 3-х ступенчатую систему очистки.  
Ввести смазочные добавки: графит и нефть.

5.5. Во время проработки ствола скважины перед спуском эксплуатационной колонны обработать утяжеленный буровой раствор реагентами КЛСП или ОПТИТРОЛ в количестве 8-10 м<sup>3</sup>.

Расход химических реагентов на одну глиномешалку:

- КЛСП или ОПТИТРОЛ 115 кг (5 мешков);
- лигносульфонат 100кг;
- кальцинированная сода – 50кг;
- дизельное топливо 40 литров + пеногаситель 2-3 кг;
- хромпик 5 кг.

Указанная обработка позволит уменьшить влияние фактора времени и термоокислительных процессов на рост вязкости и СНС бурового раствора в забойных условиях в период от начала подъема (выброса) бурильного инструмента до окончания спуска обсадной колонны. Значения показателей вязкости и СНС утяжеленного бурового раствора перед окончанием промывки (проработки) должны соответствовать требованиям:

- условная вязкость 37-42 сек.;
- СНС 30-40/60-90 дПа.

5.6. Во время промежуточных промывок при спуске эксплуатационной колонны произвести дополнительную обработку утяжеленного раствора аналогично п. 5.5..