

Рекомендации по обработке бурового раствора при вскрытии и разбуривании «шоколадных» глин скважинами наклонным профилем ствола.

При бурении скважин № 5273 и № 5271 Уренгойского ГКМ имели место осложнения характеризующиеся многократными проработками в интервале залегания комплекса «шоколадных» глин и потерями ствола. Причиной осложнений такого вида являлось осыпание и обваливание уплотнённых глинистых пород с нарушенной привычной структурой.

Предварительный анализ показал, что к наиболее вероятным факторам снижения устойчивости стенок скважины относятся:

- приближение величины и главного направления действующих на стенку скважины напряжений к критической прочности горных пород в результате увеличения угла наклона ствола более 40-50 градусов;

- недостаточный уровень ингибирующих свойств бурового раствора по его способности ограничивать набухание или деформацию глинистых пород типа «шоколадных» глин в условиях негидростатического силового нагружения, а именно:

- 1) недостаточно малая величина показателя фильтрации бурового раствора (до 2,4 – 2,8 см³/30мин);

- 2) частичное несоответствие концентрации и вида некоторых материалов и химических реагентов (присутствуют полимеры) в составе бурового раствора новым требованиям;

- 3) другие возможные факторы, в частности – недостаточная величина плотности бурового раствора (1,14 – 1,15 г/см³).

С целью получения исходных данных (количественных и качественных показателей) для разработки конкретных мероприятий выполнили анализ динамики кавернообразования в интервале залегания «шоколадных» глин в скважинах с вертикальным профилем ствола на Уренгойском, Ен-Яхинском и Ямбургском ГКМ. По результатам кавернометрии построили зависимости изменения скорости эрозионного разрушения стенок скважин от факторов: времени, фильтрации (водоотдачи) и плотности бурового раствора (содержания твёрдой фазы), вида бурового раствора (полимерный, глинистый).

Исследования установили следующее:

- При использовании глинистого раствора скорость эрозионного разрушения стенок скважины в «шоколадных» глинах в 2-3 раза выше, чем в глинистых породах «нормальной» степени уплотнения из верхних и нижних интервалов разреза скважины;

- Скорость кавернообразования непосредственно в «шоколадных» глинах в 5-6 раз выше при использовании полимерного бурового раствора с малым содержанием глинистой фазы по сравнению с глинистым раствором;

- С увеличением водоотдачи бурового раствора от 2 до 5 см³/30мин скорость кавернообразования возрастает в 2,5 раза; а с увеличением водоотдачи от 2 до 7 см³/30мин – в 6 раз. При снижении водоотдачи бурового раствора до минимальных значений скорость кавернообразования в глинистых породах всех типов снижается.

При уменьшении плотности бурового раствора от 1,19 до 1,15 г/см³ разбавлением последнего водными растворами полимеров скорость кавернообразования в «шоколадных» глинах возрастает в 1,4-1,5 раза.

Абсолютная величина размера каверны в «шоколадных» глинах за время, равное 120 часам, при использовании полимерного раствора с малым содержанием глинистой фазы в 6,5 раза больше таковой, чем при использовании глинистого бурового раствора.

Учитывая полученные данные, а также все возможные недостатки в использовании наиболее совершенных полимер-глинистых эмульсионных буровых растворов на скважинах № 5272; 5273; 5271 Уренгойского ГКМ, а также опыт использования бурового раствора данного вида меньшей плотности (до 0,98 г/см) при бурении скважин № 2290; 2361; 2360 Уренгойского ГКМ и других, предполагаются следующие ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ.

1. Перед вскрытием интервала «шоколадных» глин ликвидировать возможное частичное поглощение бурового раствора введением наполнителей и намывом в зоне поглощения кольматирующей глинистой корки. В качестве наполнителей использовать древесные опилки и Целлотон (сухой торф).

Уменьшить до минимальных значений потери бурового раствора во время СПО за счёт ограничения скорости спуска бурильного инструмента.

2. Для пополнения объёма бурового раствора производить заготовку глинистого раствора со стабилизацией реагентами КЛСП и Оптитрол и добавкой по циклу нефти. Пополнение бурового раствора осуществлять постепенно (регулярно) без значительного изменения его параметров.

Исключить использование полимеров типа Унифлок, Kem-Pas, Smetex для «наработки» бурового раствора за счёт его разбавления.

3. Бурение скважины производить с использованием бурового раствора вида: полимер-глинистый эмульсионный, который из всех буровых растворов на водной основе отличается наиболее высокими ингибирующими свойствами – максимальными значениями коэффициента устойчивости образцов глинистых пород с различным типом структуры в условиях напряжённого состояния.

4. Технологические параметры полимер-глинистого эмульсионного бурового раствора поддерживать на уровне:

плотность, г/см ³	-	1,17 – 1,19
вязкость (500 мл), с	-	60-70
фильтрация (30 мин), см ³	-	1,6

глинистая корка, мм	-	0,5
pH	-	9,5-10,5
СНС 1/10 (мин), дПа	-	35-50/60/90
коэф. липкости глинистой корки	-	0,05-0,10

Состав бурового раствора должен соответствовать требованиям:

- содержанием «бентонита», массовые%	-	4,0-3,5
- содержание углеводородного компонента, объёмные%	-	18,0-22,0
- содержанием твёрдой фазы, объёмные%	-	до 13,0-18,0
массовые%	-	до 22,0-28,0

5. Для обработки бурового раствора с целью контроля фильтрации на минимально возможном уровне требуется повышенный (ориентировочно в 2-3 раза) расход реагентов-стабилизаторов – Оптитрол и КЛСП.

В процессе подготовки к вскрытию «шоколадных» глин необходимо обеспечить 3 уровня стабилизации бурового раствора.

1-й уровень: стабилизация полимерными реагентами – КМЦ, Унифлоком или Кет-Рас малоглинистого бурового раствора при бурении до вскрытия «шоколадных» глин. Фильтрация на уровне 3-4 см³/30мин.

2-й уровень: стабилизация реагентами комплексного действия КЛСП и Оптитрол, дополнительно – ФХЛС и ГКЖ-11 для снижения вязкости и СНС. Фильтрация на уровне 2,0-3,0 см³/30мин.

3-й уровень: стабилизация за счёт эмульгирования водной среды добавками нефти в присутствии эмульгатора (Оптитрол). Фильтрация на уровне 1,0-2,0 см³/30мин.

6. Время с момента вскрытия «шоколадных» глин до спуска обсадной колонны не должно увеличиваться за счёт дополнительных работ, не предусмотренных проектом и регламентом, и быть минимальным. По предварительным данным не более 7-9 суток.

7. В случае невозможности в дальнейшем использовать данные рекомендации для бурения скважин с конструкцией и профилем ствола, аналогичным скв. № 5271, необходимо в качестве бурового раствора использовать ИЭР (инвертный эмульсионный раствор с малым содержанием воды) или РНО (безводный эмульсионный раствор на нефтяной основе), стабилизированного эмульгатором Оптитрол.