

# Новые способы обеспечения качества промывочных жидкостей.

В.В. Ипполитов, Н.М. Севодин, А.Ф. Усынин, В.Ф. Штоль, Н.Г. Кашкаров.

Особенности геологического разреза и сложность конструкций глубоких разведочных и эксплуатационных скважин обуславливают необходимость обеспечения низких показателей реологических свойств промывочных жидкостей как при бурении, так и при спуске обсадных колонн различного назначения. В филиале «Тюменьбургаз» надежными способами осуществляется контроль качества промывочных жидкостей, в том числе утяжеленных.

Основным недостатком промывочных жидкостей при разбуривании терригенных пород на месторождениях региона являлась их низкая устойчивость к деструкции (коагуляция) при воздействии температуры и минерализованных пластовых флюидов в статических забойных условиях при отсутствии промывки скважины. Подобное наблюдалось при глубинах забоя скважин 3300-4500 м с увеличением продолжительности СПО, ремонта, геофизических исследований, аварийных работ, а также при спуске обсадных колонн. При вскрытии и проходке продуктивных газонасыщенных пластов ачимовской и тюменской свит много времени затрачивалось на дегазацию и восстановление плотности и вязкости бурового раствора в интервале забойной пачки, характеризующегося высокими значениями структурно-механических свойств.

Для экономии времени традиционная технология предусматривала регулирование технологических показателей утяжеленных буровых растворов добавками лигносульфонатного реагента в сочетании: ГКЖ+ФХЛС+хромпик или ГКЖ+КМЦ+ФХЛС. Состав и соотношение ингредиентов выбирались в зависимости от текущих параметров бурового раствора и цели химической обработки. Опыт использования указанных рецептур химической обработки как в составе комбинированного реагента (простая смесь веществ), так и при отдельном применении показал их низкую эффективность. При глубине скважины от 3150 до 3680 м (рис. 1, а) после спуска бурильного инструмента превышение вязкости ( $\eta$ ) забойной пачки над исходной достигало 130-150 с за время отсутствия промывки ( $t$ ), равное 40-45 ч (буровые растворы плотностью 1300-1460 кг/м<sup>3</sup>). В интервале 3800-4060 м (рис. 1, б) при выходе забойной пачки утяжеленного по плотности (1790-1830 кг/м<sup>3</sup>) бурового раствора отмечалось увеличение вязкости до 50-60 с за время  $t$ , равное 35-40 ч.

Рост вязкости бурового раствора в забойных условиях являлся следствием термоокислительной деструкции защитных коллоидов на фоне высокого содержания мелкодисперсной твердой фазы, влияния пластовой минерализации и присутствия сильных электролитов химической обработки (ГКЖ, NaOH, бихромат калия). При отсутствии эффективного ингибитора термоокислительных реакций лигносульфонатные полиэлектролитические комплексы обеспечивали временный эффект снижения вязкости

исключительно в процессе промывки, т. е. движения и перемешивания бурового раствора при динамической температуре; в статическом состоянии происходила коагуляция. Несовершенство рецептуры наиболее отчетливо проявлялось при спуске обсадных колонн: второй промежуточной колонны диаметром 245 мм на глубину 3500-3600 м и 168-мм эксплуатационной колонны на глубину 3700-3900 м (рис. 2). Выход бурового раствора максимальной вязкости забойной пачки ( $T_{заб}$ ) отмечается при промывке на глубинах 3000-3050 м и 3450-3600 м. При химической обработке по схеме: ГКЖ - ФХЛС - бихромат калия значения  $T_{заб}$  могут достигать 160-180 с, значения СНС за 1 мин от 60 до 160 дПа, а продолжительность выхода забойной пачки ( $\Delta T$ ) до 120-150 мин.

Из-за присутствия в интервале перекрываемой части ствола скважины высокопроницаемых поглощающих пластов при спуске промежуточных технических колонн ниже 2000 м отмечались случаи полного отсутствия вытеснения бурового раствора с высокой тиксотропией. В скв. Р-291 Уренгойского НГКМ вытеснение бурового раствора в процессе спуска обсадной колонны диаметром 245 мм прекратилось с глубины 1990 м. Колонна была поднята до 1887 м, восстановлена циркуляция раствора и проведена его химическая обработка. Затем спуск продолжили с интервалами промежуточных промывок не более 120-200 м, во время которых осуществляли дополнительную обработку раствора лигносульфонатами (ФХЛС, Лигназ-2 и SERL-THIN совместно с  $Na_2CO_3$ ). Продолжительность спуска технической колонны составила 157 ч. Аналогичным образом, на скв. Р-728 при неудачном спуске 245-мм обсадная колонна в результате потери циркуляции с глубины 2000 м была поднята полностью. Продолжительность последующих проработки, СПО, промывки и обработки бурового раствора составила 154 ч.

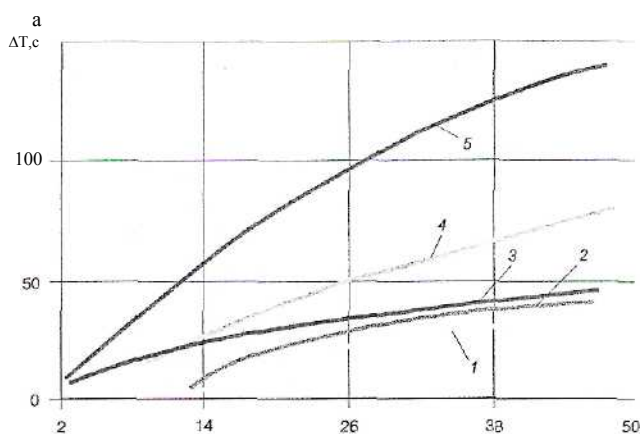


Рис. 1. Зависимости вязкости  $\Delta T$  бурового раствора забойной пачки от времени  $t$ .

$a - \text{в}$  интервале бурения 3150-3680 м; 1, 2, 3 - полимерно-глинистые буровые растворы на основе полимеров, ОТП и КЛСП плотностью соответственно 1,25-1,26; 1,19-1,23; 1,19-1,21 г/см<sup>3</sup>; 4, 5 - лигносульфонатно-глинистые буровые растворы плотностью 1,34-1,39 и 1,36-1,46 г/см<sup>3</sup>; б - в интервале бурения 3500-4060 м; 1, 2, 3, 4 - утяжеленные полимерно-глинистые буровые растворы с добавками ОТП, КЛСП и плотностью соответственно 1,76-1,78; 1,60-1,61; 1,75-1,80; 1,94-1,98 г/см<sup>3</sup>; 5 - утяжеленный лигносульфонатно-глинистый буровой раствор плотностью 1,79-1,83 г/см<sup>3</sup>

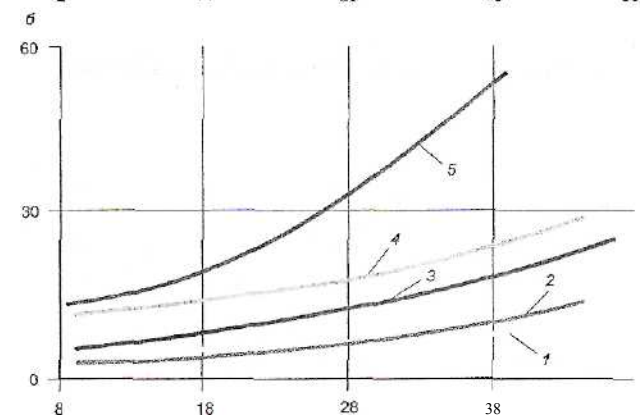
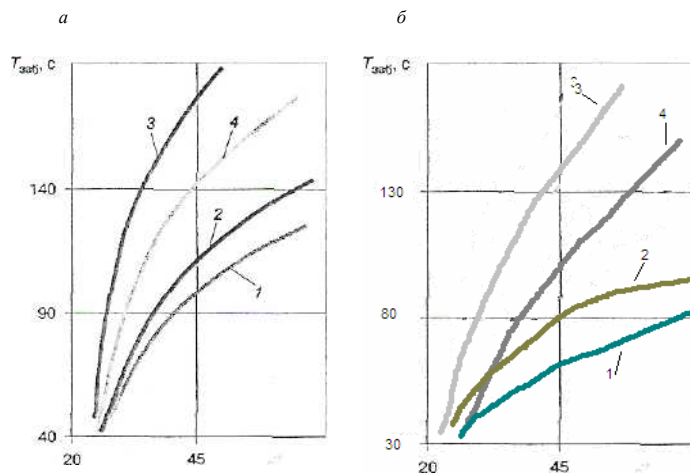


Рис. 2. Зависимости вязкости забойной пачки  $T_{заб}$  бурового раствора от исходной вязкости  $T_{заб}$  глубины промежуточной промывки и времени при спуске обсадной колонны диаметром 245 мм:

$a$  - лигносульфонатно-глинистый буровой раствор; б - полимерно-глинистый буровой раствор в основе полимеров, ОТП и КЛСП; 1, 2, 3, 4 - глубина промежуточной промывки и время соответственно 1300-1350 м и 33-42 ч; 1800-2000 м и 49-57 ч; 3000-3050 м и 67-76 ч; 3450-3600 м и 86-92 ч



В течение 1997 г. в условиях ограниченного солевого воздействия (по  $\text{Ca}^{2+}$  до 500 мг/л) для разработки термостойкой рецептуры неминерализованного утяжеленного (плотность до 2000 кг/м<sup>3</sup>) бурового раствора проводились исследования в двух направлениях: выбор химически инертного утяжелителя с максимальной плотностью и минимальным содержанием водорастворимых соединений и поиск наиболее эффективной химической обработки для защиты системы бурового раствора от термоокислительной деструкции в забойных условиях при температуре 120-160 °С. Исследованы утяжелители: баритовые плотностью 4020-4370 кг/м<sup>3</sup>; железорудные (ЖРК-1) плотностью 4600-4750 кг/м<sup>3</sup>; апатито-нефелиновые (ИКИМСО-ТМ) плотностью 4600-4700 кг/м<sup>3</sup>. Оптимальной признана комбинация ЖРК-1 с баритовым утяжелителем в соотношении 1:1 или с отклонением на 25-50 % в любую сторону.

Определяя эффективность утяжелителей возможностью достижения максимальной плотности бурового раствора при минимальных вязкости и СНС, учитывали фактор накопления дополнительной глинистой фракции в процессе разбухания терригенных пород. Для приготовления полимерглинистой основы утяжеленного бурового раствора использовали глинопорошок в количестве не более 4-5 % (массовая доля бентонита 2,0-2,5 %), однако при бурении в интервале 3500-4500 м массовая доля бентонита, как правило, увеличивалась до 4,0-5,8 %. Данный показатель наряду с другими факторами существенно влиял на дополнительный расход реагентов при химической обработке.

**Наилучших результатов по регулированию фильтрации и реологии утяжеленного до 1840-2000 кг/м<sup>3</sup> бурового раствора достигли с помощью обработки реагентом КЛСП, а также омыленным талловым пеком (ОТП) в сочетании с лигносульфонатами. Многоцелевой реагент комплексного действия - КЛСП в системе утяжеленного бурового раствора выполняет функции стабилизатора, эмульгатора, смазочной и ингибирующей добавок, обеспечивает термостойкость до 160 °С при массовых долях  $\text{NaCl} + \text{KCl}$  до 10-15 % и  $\text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2$  до 2 %.**

За счет пролонгированного действия реагента сокращается число повторных обработок, уменьшаются их продолжительность и расход химических реагентов. КЛСП и ОТП без ограничений сочетаются со всеми известными видами реагентов: лигносульфонатами, эфирами целлюлозы, акриловыми (азотсодержащими) полимерами, реагентами на основе гуминовых кислот и др.

Отличительной особенностью буровых растворов с использованием ОТП и КЛСП является малая вязкость и низкие значения СНС независимо от плотности. ОТП растворим в водной и углеводородных средах одновременно и отдельно, может быть использован как эмульгатор и стабилизатор в составе эмульсий и безводных углеводородных систем.

В течение шести месяцев 1997 г. буровые растворы на основе КЛСП и ОТП использовались при бурении 13 скважин: полимерно-глинистые плотностью 1190-

1230 кг/м<sup>3</sup> - на разведочных скважинах в интервале 1350-3500 м; полимерно-глинистые утяжеленные плотностью 1740-1980 кг/м<sup>3</sup> - на разведочных скважинах в интервале глубин 3465-4500 м; полимерно-эмульсионные плотностью 1000-1010 кг/м<sup>3</sup> и фильтрацией 1,5 см<sup>3</sup>/30 мин на скважинах с горизонтальным окончанием ствола в интервале 2820-3285 м.

Применение новых химических реагентов-стабилизаторов ОТП и КЛСП позволило обеспечить высокое качество буровых растворов.

С точки зрения экономии материальных ресурсов применение в 1997 г. 40,2 т КЛСП и 38 т ОТП позволило в несколько раз уменьшить расход других химических реагентов, полностью отказаться от использования СКЖ-2, бихромата калия, одновременно улучшить экологические аспекты использования и утилизации буровых растворов на месторождениях газа и газового конденсата.