**Выбор и обоснование рецептуры и состава бурового раствора при бурении под направление и кондуктор**

***Тихий Михаил Геннадьевич***

*магистрант, Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень*

Главной проблемой, возникающей при строительстве скважин на месторождениях Крайнего Севера, является нарушение естественного термического состояния окружающих пород, и, как следствие, интенсивное разупрочнение и разрушение стенок скважины с образованием каверн. Каверны представляют собой пустоты, заполенные водосодержащими жидкостями, которые значительно снижают качество цементирования, вызывая недоподъем цементного расвора до устья. Другая проблема, связанная с кавернообразованием, возникает при вынужденных остановках скважин на период простоев и консервации. При восстановлении естественного температурного равновесия каверна замерзает, что может привести к смятиям обсадных колонн.

Основные требования к полимерглинистым растворам для вскрытия интервала с многолетнемерзлыми породами:

Улучшенные псевдопластические свойства, обеспечивающие повышениеудерживающей и транспортирующей спобосностей и степени отчистки стенок скважины;

Пониженая фильтрация в результате высокой скорости формирования низкопроницаемой фильтрацитонной корки, препятствующей загрязнению пласта и способствующей сохранению его коллекторских свойств;

Сниженная скорость растепления многолетнемерзлых пород, что предотвращает кавернообразование и разрушение стенок скважины, и как следствие – обеспечивает длительное сохраниение ствола скважины в устойчивом состоянии.

Одними из наиболее эффективных буровых растворов при бурении скважин в ММП являются различные рецептуры высоковязких полимерглинистых буровых растворов. Плотности буровых растворов по интервалам бурения приняты, исходя из условия обеспечения безаварийной проводки ствола скважины и в соответствии с требовнаниями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности.

В соответствии с п. 210 Федеральных норм и правил [1] в интервалах 0-40 м и 40-500 м плотность бурового раствора должна быть не менее 1100 кг/м3, но, учитывая наличие в разрезе многолетнемерзлых пород (ММП), исходя из опыта строительства скважин на аналогичных площадях и с целью предупреждения размыва устья скважины, бурение скважины под направ- ление и кондуктор предусматривается при плотности бурового раствора 1120 кг/м3. По опыту строительства скважин на Бованенковском и Харасавэйском месторождениях схожих по геологическому строению отмечается наличие газогидратных линз в этих интервалах. Для ликвидации возможных газопроявлений необходимо предусмотреть утяжеление бурового раствора до плотности 1420 кг/м3 с соблюдением требований п. 211, 212 Федеральных норм и правил [1].

Применение каких-либо других типов и рецептур бурового раствора (в том числе с добавками биополимеров и углеводороных антифризов и прочих) нецелесообразно, так как в большинстве случаев проходить интервал криолитозоны на месторождениях Бованенковской группы приходится на растворах с плотностью, недостижимой для других растворов. Связано это не только с залежами газогидратов, которые представляют опастность как при бурении, так и при эксплуатации скважин, но и с наличием высокоминерализованных, напорных пластовых вод криопэгов. В прибрежных районах и на территории мелководного шельфа криопэги могут залегать и на глубинах от 2-3 метров.