

**Катульский А.С., аспирант каф. ТСТ**

*(Государственное ВУЗ «Национальный горный университет», г. Днепропетровск)*

## **АНАЛИЗ ПРОБЛЕМЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ ПРИ НАЛИЧИИ В ГАЗЕ КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ**

Тенденция постепенного изменения структуры топливно-энергетического баланса в мире, заключающаяся в увеличении потребления угля из-за ожидаемого снижения извлекаемых запасов нефти и газа, привела к поиску новых направлений комплексного освоения и использования природных ресурсов при разработке угольных месторождений. Количество запасов шахтного метана в пределах угольных бассейнов страны сопоставимо с ресурсами месторождений природного газа. По оценкам украинских специалистов, запасы метана угольных месторождений Донбасса составляют более 12 трлн. м<sup>3</sup>. Таким образом, проблема извлечения шахтного метана является актуальной. Решение проблемы эффективной добычи метана позволит повысить безопасность ведения горных работ.

Одним из основных факторов, влияющих на работу дегазационных установок шахты, является наличие коррозионно-активных компонентов в составе шахтного метана. К ним относятся углекислота, сероводород, ртуть и пластовая вода. При наличии влаги в газозооной смеси CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S вступают с металлами в химическую реакцию и вызывают коррозию скважинного оборудования, что приводит не только к выходу его из строя но и к существенному росту сопротивления трубопроводной сети. Интенсивность коррозии зависит от давления и температуры среды, концентрации активных компонентов, влажности газа, конструкции и режима эксплуатации скважины.

Наиболее агрессивным компонентом в составе шахтного метана является сероводород. Характерной чертой сероводородной коррозии является растрескивание металла. Содержание во влажном газе сероводорода более 0,005 г/м<sup>3</sup> способствует заметной коррозии оборудования. Однако сероводород в составе шахтного метана содержится в незначительных количествах и его влияние сравнительно мало, что позволяет предположить именно углекислотный механизм коррозии. Связь между интенсивностью коррозии и наличием CO<sub>2</sub> устанавливается парциальным давлением углекислоты и кислотностью водного концентрата. При углекислотной коррозии существенное значение имеет минерализация и количество поступившей в скважину пластовой воды. В условиях высоких температур и давлений наличие в газе углекислоты усиливает интенсивность коррозии оборудования скважины [1].

При промышленной добыче природного газа применяют следующие мероприятия по снижению коррозии:

- применение ингибиторов;
- использование коррозионностойких трубопроводов;
- снижение скорости потока.

Ингибиторный метод борьбы с коррозией заключается в использовании поверхностно активных веществ, введение которых в агрессивную среду вызывает заметное замедление коррозии металлов и сплавов. Эффективность применения ингибиторов зависит от того насколько хорошо он растворяется или иным способом переходит в воду и далее абсорбируется на поверхности металла.

Одним из основных факторов, влияющих на интенсивность коррозии, является скорость потока газа. С увеличением скорости потока интенсивность коррозии возрастает. Различают критическую скорость потока, при которой интенсивность коррозии значительно ниже, чем при скоростях превышающих эту величину.

Перспективным методом борьбы с коррозией при добыче шахтного метана является выбор технологического режима, при котором скорость потока меньше критической. Вероятны случаи, когда применение режима постоянной скорости потока нерентабельно

вследствие гидратообразования. В этих условиях давление и температура, получаемые при постоянной скорости на устье, должны быть не меньше чем равновесное давление и температура гидратообразования.

Внедрение мероприятий по снижению коррозии позволит уменьшить общее число ремонтов скважин за счет увеличения времени работы, увеличить добычу газа за счет сокращения времени простоев при ремонте, снизить затраты на замену устьевого и подземного оборудования.

**Перечень ссылок:**

1. Основы технологии добычи газа / Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. / М., Недра, 2003. – 880с.