производительность трубопровода – 5400 т/сут. На время остановки (до 10 дней) озек-суатская нефть замещалась легкой незастывающей нефтью, температура которой к концу периода остановки понижалась до 8–9 °С (на 1–2 °С выше температуры грунта на глубине заложения оси трубопровода в ненарушенном тепловом состоянии). Во время очередного пуска «голова» нефти проходила участок между станциями приблизительно за 7,5 часов и охлаждалась с 44–45 °С до 13–18 °С зимой. Прогрев трубы до относительно установившегося теплового состояния продолжался от 1 до 3 суток.

При проектировании второй нитки трубопровода «Озек-Суат-Грозный» в 1960 г., которым под руководством Яблонского В. С. в Уфимском нефтяном институте занимались Новоселов В. Ф., Тугунов П. И. и Харламенко В. И., в результате изучения работы уже действующего трубопровода, а также проведенных серий экспериментов был сделан вывод о том, что циклическая перекачка является нежелательной для «горячих» трубопроводов.

Но, с другой стороны, постоянная работа трубопровода с годовой производительностью меньше проектной вызывает значительное увеличение эксплуатационных затрат, а также становится необходимым сооружение дополнительных подогревательных станций. В 1972 г. Гаррис Н. А. предложила методику расчета циклического режима эксплуатации «горячих» трубопроводов для уже эксплуатирующих трубопроводов и для проектируемых трубопроводов с сооружением таких емкостей резервуарного парка, которые бы обеспечивали оптимальный циклический режим работы трубопровода, а также оценила целесообразность циклической эксплуатации с использованием имеющихся емкостей.

УДК 696.2

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫНОСА ЖИДКОСТНЫХ СКОПЛЕНИЙ ИЗ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

М. Е. Усольцев, А. А. Коршак
Санкт-Петербургский государственный горный университет им. Г. В. Плеханова, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация

Анализ статистических данных по качеству поставляемого на экспорт газа показывает, что имеют место случаи ухудшения качества газа контрактным требованиям по температуре точки росы по содержанию влаги и углеводородам. Показатели же качества осушки газопроводов после строительства и капремонтов нормативами не установлены, и в проектах строительства объектов не обосновываются.

Причинами повышения точки росы являются:

– недостаточно качественная подготовка газа на промыслах;

Polotsksu

– неполное удаление воды после гидроиспытаний;

– попадание жидкости в полость трубопроводов при авариях;

– проведение комплексов работ по внутритрубной диагностике;

– накопление жидкости в трубопроводах, не имеющих камер запуска и приема очистных устройств;

– конструктивные особенности сооружений с наличием тупиковых участков и др.

Отдельно хотелось бы отметить, что более 7345,9 км газопроводов, эксплуатирующихся ОАО «Газпром», не оборудованы камерами приема и запуска очистных устройств. Таким образом, использование поршней-разделителей на данных участках невозможно. Вынос жидкостных скоплений из таких участков можно проводить путем создания высокоскоростных потоков газа.

Для изучения динамики изменения формы и размеров жидкостных скоплений, подтверждения теоретических основ их выноса из магистральных газопроводов, а также ввиду отсутствия возможности проведения полноценного производственного эксперимента была спроектирована и изготовлена экспериментальная установка, схема которой представлена на рисунке.

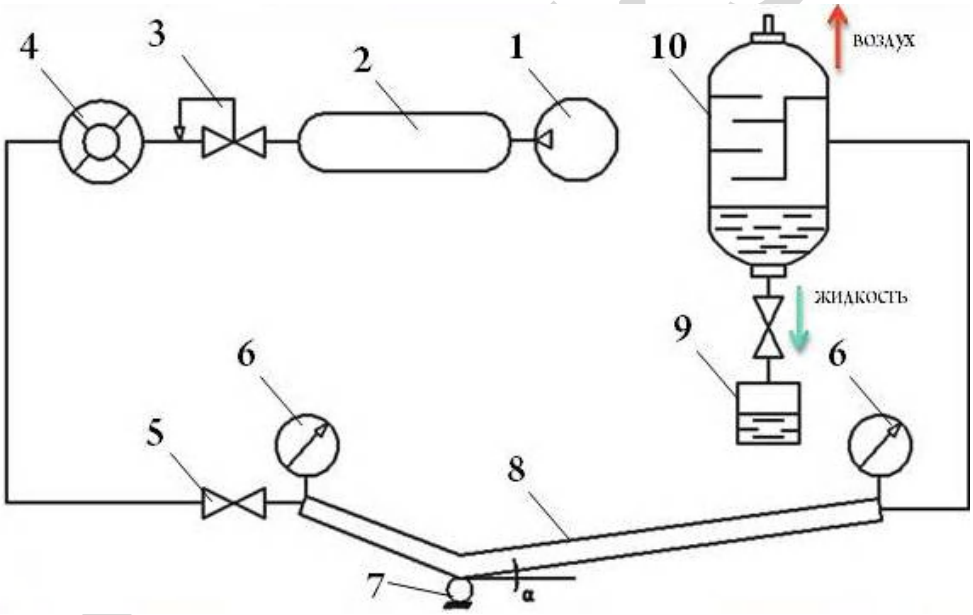

Рис. Принципиальная схема установки для исследования выносы жидкости из МГ:
1 – компрессор; 2 – ресивер; 3 – регулятор потока; 4 – расходомер; 5 – кран;
6 – манометр; 7 – шарнир; 8 – светопрозрачный участок трубы;
9 – емкость для сбора жидкости; 10 – сепаратор

Экспериментальная установка представляет собой прозрачный участок трубопровода (8), изготавливаемый из труб марки «PLEXIGLAS RESIST». Данный материал характеризуется повышенной ударной вязкостью и стойкостью к разрушению, возможностью работы в жестких условиях. Для изменения и фиксации заданного угла отклонения восходящей части участка трубопровода

относительно горизонта используется шарнир (7). Для создания газового потока используется воздушный поршневой компрессор (1) с ресивером (2). Для регулирования и фиксации значений расхода газа в установку включены регулятор потока (3), совмещенный с ротаметром (4).

Эксперименты, проводимые в ходе данной работы, позволят выявить закономерность изменения формы и размеров скоплений от расхода газа, а также оптимизировать процесс осушки газопровода после проведения гидроиспытаний или промывки.

УДК 622.691.4.:620.193/.197

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СИЛЫ ПРОТЕКАЮЩЕГО ПО ТРУБОПРОВОДУ ТОКА НА ПОТЕНЦИАЛ «ТРУБА-ЗЕМЛЯ»

А. В. Фуркин[1], М. В. Третьякова[2]
[1]ДОАО «Электрогаз», г. Москва, Российская Федерация
[2]Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Российская Федерация

В ряде случаев при проведении трассовых электроизмерений на трубопроводах отмечается нестабильность потенциала «труба-земля» во времени, что обычно связывают с наличием блуждающего тока. При этом протекающий по трубопроводу электрический ток между точками его натекания-стекания в значительной степени изменяет суммарный защитный потенциал трубы относительно грунта, но не связан с поляризацией металла трубы, токообменом между трубой и грунтом и, соответственно, не может являться критерием защиты от коррозии.

Таким образом, для таких участков трубопровода необходимо учитывать возможность изменения поляризации под действием теллурического источника блуждающего тока с целью оценки его действительного коррозионного состояния.

Для установления влияния протекающего по изолированному трубопроводу тока на его потенциал относительно грунта был проведен комплекс лабораторных исследований.

Испытания выполнялись на физической модели трубопровода, представляющей уменьшенную копию магистрального трубопровода диаметром 1220 мм (соотношение диаметров модели и трубопровода и глубин залегания – 1:50, соотношение площадей поперечного сечения стенки металла – 1:220).

Образец для испытания (модель трубопровода) представлял собой фрагмент цельнотянутой трубы наружным диаметром 25 мм с толщиной стенки 3 мм и длиной 3 м из стали 17Г1С.

PolotskSU