

Совершенствование метода воспроизведения и измерения расхода газожидкостных смесей при высоких давлениях.

Тонконог Михаил Игоревич, ФГУП «ВНИИР», Российская Федерация

E-mail: mikhail.tonkonog@yandex.ru

Измерения расхода и количества газожидкостных смесей востребованы во многих отраслях индустрии, особенно в нефтегазодобыче в контексте повышения эффективности процесса управления скважиной и воздействия на пласт с целью увеличения количества добытого нефти и газа. На данный момент испытания, поверка и калибровка средств измерений, используемых для таких измерений, проводится с использованием почти инертных сред-заменителей при достаточно низких давлениях (не более 1,0 МПа) в узком диапазоне температур (15 – 25 С) – такие условия исключают массообмен между газом и жидкостью в составе смеси. В то же время реальные измерения проводятся при гораздо более высоких (до 5,0 МПа) давлениях в значительно более широком диапазоне температур, а измеряемая среда термодинамически нестабильна. Это отличие закладывает методическую погрешность в результаты, полученные с их применением. Автором представлен подход, призванный исключить методическую погрешность, вызванную отличием физико-химических свойств используемых при испытаниях/поверке/калибровке сред и термобарических условий от свойств реальных скважинных жидкостей и реальных условий устья скважин. Подход основан на применении фундаментальных положений о фазовом равновесии многокомпонентных сред и высокоточных уравнений состояния, основанных на статистической механике и теории возмущений. Полученные расчетные данные подтверждены экспериментальными исследованиями фазового равновесия как используемых на эталонах модельных сред – воздуха и заменителя нефти Exxol, так и реальных газожидкостных смесей с нефтегазовых месторождений России.

Advanced method for reproduction and measurement of high pressure gas-liquid flow.

Tonkonog M. I., FGUP VNIIR, Russian Federation

E-mail: mikhail.tonkonog@yandex.ru

Gas-liquid mixture flowrate measurement is important for many industrial applications, especially oil and gas upstream sector as a tool for efficient implementation of enhanced oil recovery techniques and effective wellsite management. Currently, pattern approval testing, verification and validation of measurement instruments, used for such measurements are performed at quite low-pressure conditions (below 1.0 MPa), temperature range is also quite narrow – from 15 to 25 C. Nearly inert model fluids are used in order to reproduce gas-liquid flow, and such conditions eliminate any mass transfer between gas and liquid phases of the flow. Yet real operating conditions differ greatly – pressure may be up to 5.0 MPa and real fluid is thermodynamically unstable. Such difference between real operating and laboratory conditions introduces a methodical error and significantly distorts measurement results. In this work, author suggests a method to eliminate this methodical error using rigorous thermodynamic phase equilibrium approach and high precision equations of state based on statistical mechanics and perturbation theory. Simulations data acquired during the research is supported by experimental data of phase equilibrium of model fluids of air and oil substitute Exxol, as well as mixtures of real gas and oil produced from oilfields of Russian Federation.