

Метод расчета дебита газоконденсатной смеси без использования данных лабораторных исследований сепараторных проб

С.А. Заночуев (ООО «ТНЦ»),
Н.В. Стрижов, Ю.В. Обух (ООО «ИЦ ГазИнформПласт»)

Ключевые слова: газоконденсатная смесь, газ сепарации, газоконденсатная характеристика, промысловые исследования, сепараторные пробы, нестабильный конденсат, газ сепарации, конденсатогазовый фактор (КГФ).
Key words: gas condensate mix, separator gas, gas-condensate characteristic, well test, separator samples, saturation condensate, separator gas, condensate gas ratio (CGR).

Адрес для связи: sazanochuev@rosneft.ru

Введение

Эффективность разработки газоконденсатных месторождений напрямую зависит от установления оптимальных технологических режимов работы скважин, позволяющих максимизировать добычу высокомолекулярного жидкого сырья при снижении давления в продуктивной толще залежи. Основой для установления технологических режимов является проведение газодинамических многорежимных исследований с замером дебитов продукции скважины и забойных давления и температуры. Таким образом получают продуктивную характеристику скважины, позволяющую регулировать режимы ее работы исходя из потребностей потребителя, а также проектных показателей стратегии разработки месторождения.

Традиционный подход

Продуктивная характеристика газоконденсатной скважины описывается квадратичным уравнением притока газоконденсатной смеси (ГКС) к забою скважины следующего вида [1]:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = aQ_{ГКС} + bQ_{ГКС}^2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$, $P_{заб}$ – давление соответственно пластовое и забойное, МПа; a , b – коэффициенты фильтрационных сопротивлений; $Q_{ГКС}$ – дебит газоконденсатной смеси, тыс.м³/сут.

Так как в настоящее время измерение дебита газоконденсатной смеси прямыми методами связано со значительными неопределенностями, вызванными неоднородностью потока через измерительные устройства, в промышленной практике принято проводить отдельные измерения дебитов фаз: газа сепарации и нестабильного конденсата в условиях сепарации. Дебит газа сепарации пересчитывается с учетом доли газа сепарации в составе пластового газа или в более общей форме с учетом результатов разгазирования проб нестабильного конденсата, а также плотности и молекулярной массы дегазированного конденсата [2]:

$$Q_{ГКС} = \frac{Q_{ГС}}{\gamma_{пл}}, \quad (2)$$

где $Q_{ГС}$ – дебит газа сепарации, тыс. м³/сут; $\gamma_{пл}$ – доля газа сепарации в пластовом газе,

$$Q_{ГКС} = Q_{ГС} + \frac{Q_{дгк} \rho_{дгк} 0,02404}{M_{дгк}} + \frac{Q_{нк} \Gamma}{1000}, \quad (3)$$

где $Q_{дгк}$ – дебит дегазированного конденсата, м³/сут; $\rho_{дгк}$ – плотность дегазированного конденсата, кг/м³; $M_{дгк}$ – молекулярная масса дегазированного конденсата; $Q_{нк}$ – дебит нестабильного конденсата, м³/сут; Γ – газосодержание нестабильного конденсата, м³/м³.