

## РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ УГЛЕВОДОРОДНОГО КОНДЕНСАТА

С.Н. Бузинов, О.В. Бузинова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

С целью определения условий выноса конденсата с забоя газовых скважин были проведены соответствующие исследования. В настоящее время благодаря работам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», проведенным на установке по отработке технологии исследования скважин, довольно хорошо отработана методика расчета выноса пластовых вод с забоя газовых скважин при низких скоростях движения газа в стволе скважины. Результаты исследований удовлетворительно коррелируются с промысловыми данными. Они также хорошо совпадают с экспериментальными данными, полученными Ю.П. Коротаяевым.

В связи с этим была предпринята попытка использовать разработанную в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» методику расчета газовой подъемника для расчета процессов, происходящих в скважинах при движении газожидкостных систем. Основу этой методики составляет утверждение, что процесс выноса жидкости определяется приведенным параметром Фруда, представляющим собой отношение кинетической энергии газового потока к плотности выносимой жидкости.

Параметр Фруда определяется формулой:

$$F_z = V^2 / (g \cdot d_{\text{вн}}) \cdot \rho_z / \rho_{\text{ж}},$$

где  $V$  – средняя скорость движения газа в условиях трубы;  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубы;  $g$  – ускорение свободного падения;  $\rho_z$  и  $\rho_{\text{ж}}$  – плотности газовой и жидкой фазы.

За основу расчетов были взяты экспериментальные данные, полученные на экспериментальной установке ООО «Газпром ВНИИГАЗ». На вертикальной трубе  $d_{\text{вн}} = 76$  мм определялись потери давления при двухфазном движении воды и газа. Эти потери давления коррелировались с приведенным параметром Фруда и расходом воды.

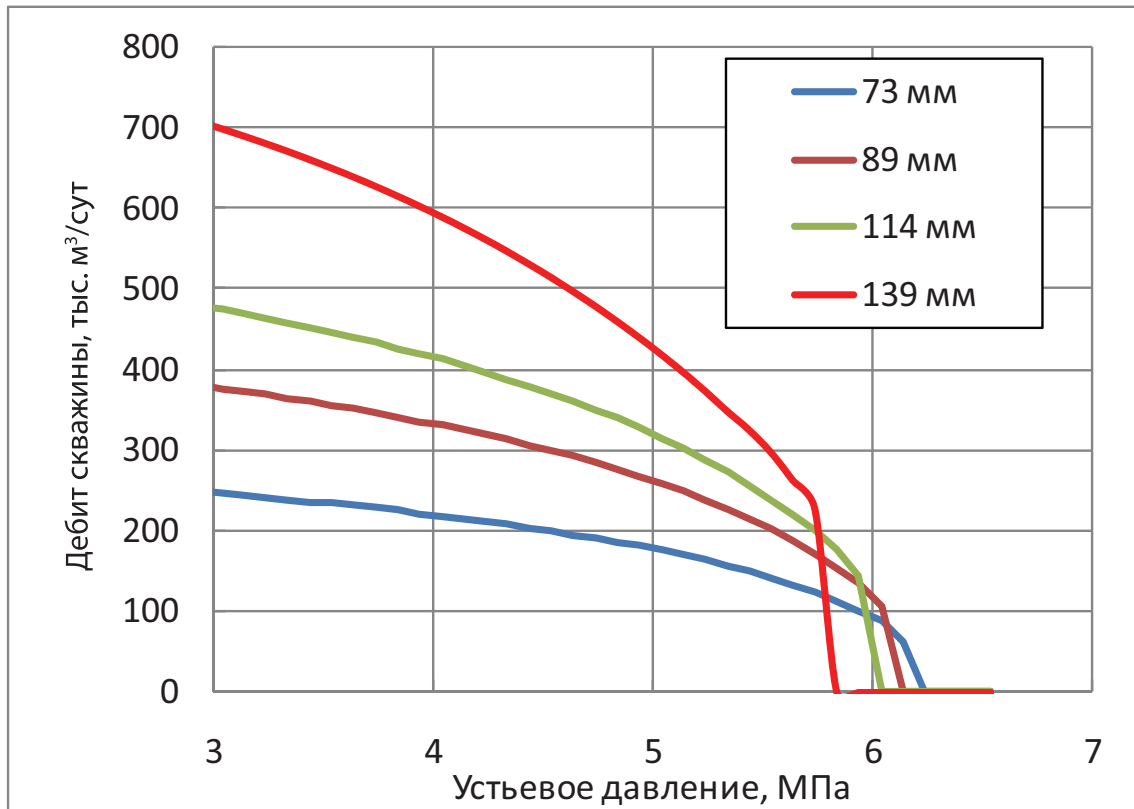
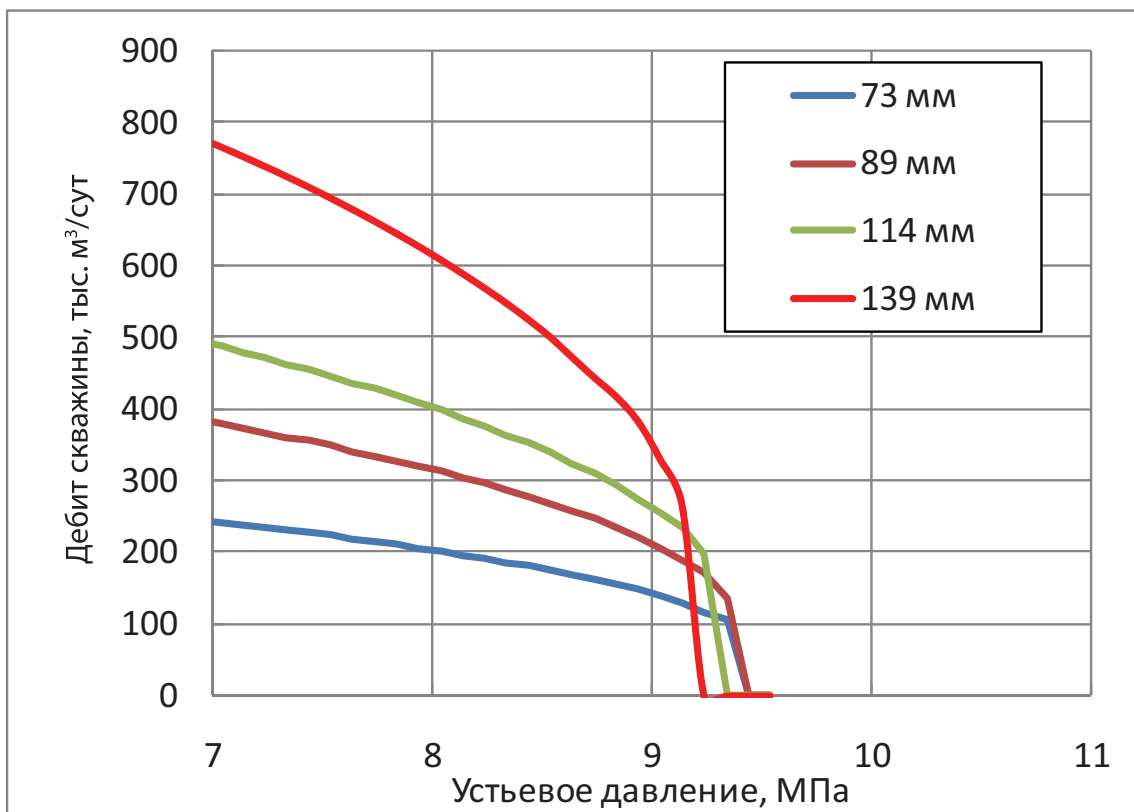
Предполагалось, что в стволе скважины осуществляется контактная конденсация, где каждому значению давления соответствует плотность жидкой и газовой фазы, а также отношение массы жидкой фазы к общей массе углеводородов. Была сделана попытка представить углеводородный конденсат как пластовую воду. Расчеты по этой методике явно будут занижать способность газа выносить конденсат с забоя газовых скважин.

На рис. 1–3 представлены зависимости дебита скважин от устьевого давления при различных диаметрах НКТ для реального месторождения Средней Азии с начальным содержанием в пластовом газе конденсата  $163 \text{ г/м}^3$ . В связи с изменением состава пластового газа в зависимости от пластового давления и, как следствие этого явления, изменением содержания  $C_{5+}$  в составе пластового газа были проведены расчеты для нескольких уровней пластового давления. Рассматривались уровни пластового давления  $P_{\text{пл}} = 15,45, 11,06$  и  $7,13$  МПа. Для этих уровней пластовых давлений рассчитывались устьевые давления при различных внутренних диаметрах НКТ, соответствующих диаметрам лифтовых труб, 73, 89, 114 и 139 мм. Коэффициенты фильтрационного сопротивления системы «пласт – скважина» на среднюю перфорированную толщину пласта задавались:  $A = 0,2569 \text{ (МПа)}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут})$ ,  $B = 5,22 \cdot 10^{-7} \text{ (МПа)}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут})^2$ . Для каждого из случаев определялся возможный дебит скважин при заданных условиях.

Как видно из рис. 1, при пластовом давлении  $7,13$  МПа дебит скважины, оборудованной лифтовыми трубами  $139$  мм, существенно выше, чем дебиты скважин, оборудованных трубами меньшего диаметра. Однако скважины, оборудованные трубами  $139$  мм, при давлении на устье, равном  $5,83$  МПа и выше, не могут работать устойчиво. Происходит их самозадавливание. В то же время скважина, оборудованная трубами меньшего диаметра, может работать при более высоком давлении на устье. Так, скважины с лифтовыми трубами  $73$  мм могут работать при давлении  $6,24$  МПа.

Аналогичная ситуация наблюдается и при других пластовых давлениях (см. рис. 2 и 3).

В таблице приведены значения дебитов скважин при учете наличия жидкости в стволе скважин для диаметра  $114$  мм лифтовых труб для некоторых значений пластовых и устьевых давлений.

Рис. 1. Зависимость дебита скважины от устьевого давления при различных диаметрах НКТ.  $P_{пл} = 7,13$  МПаРис. 2. Зависимость дебита скважины от устьевого давления при различных диаметрах НКТ.  $P_{пл} = 11,06$  МПа

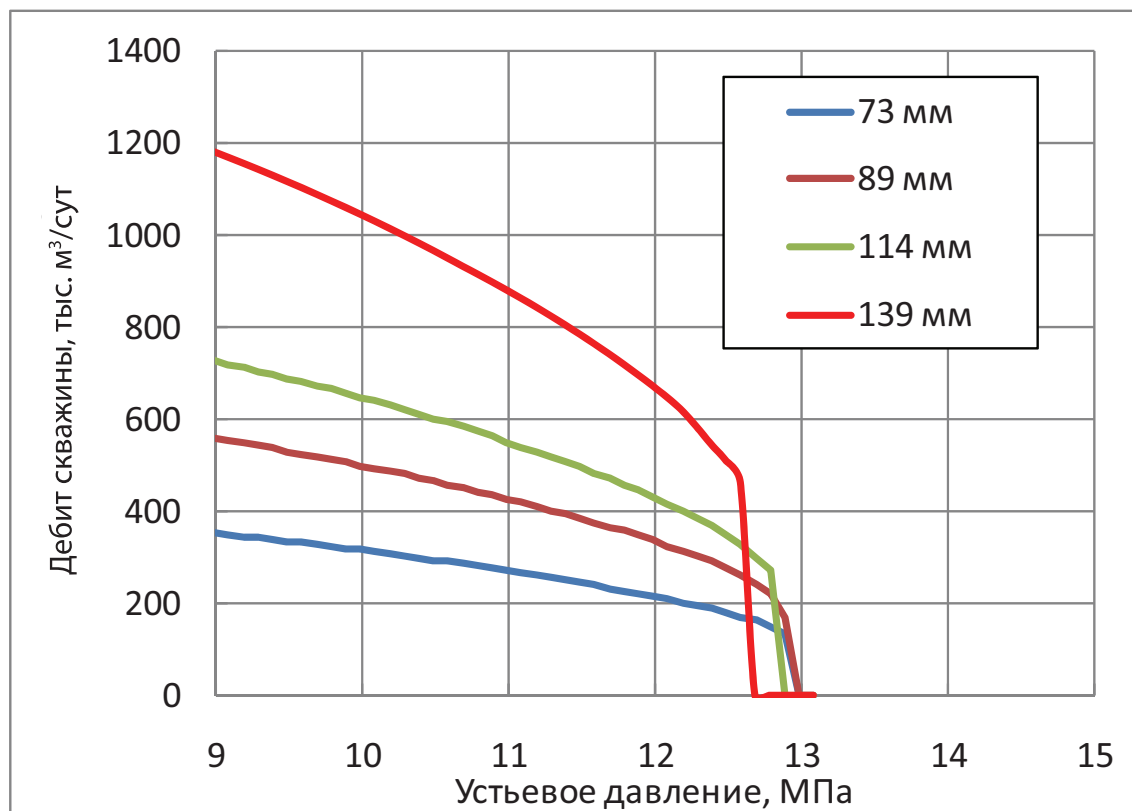


Рис. 3. Зависимость дебита скважины от устьевого давления при различных диаметрах НКТ.  $P_{пл} = 15,45$  МПа

Значения дебитов скважин

$P_{пл}^*$ МПа	$P_{уст}^*$ МПа	$Q_{>}$ , тыс. м³/сут	$Q$ , тыс. м³/сут
17,44	14,2	366	333
17,0	13,82	369	333
15,45	12,09	417	497
14,34	11,09	405	497
13,25	10,1	389	497
12,16	9,09	394	497
11,06	8,04	398	497
7,13	4,84	339	332

Примечание.

$Q_{>}$  – дебит скважины при учете наличия жидкости в стволе скважины;  $Q$  – дебит скважины при игнорировании наличия жидкости в стволе скважины.

Как видно из таблицы, в ряде случаев игнорирование двухфазного потока в газоконденсатных скважинах приведет к существенному необоснованному завышению (до 25 %) рабочих дебитов скважин.

В связи с этим возникает необходимость более детального экспериментального исследования движения газоконденсатных систем в вертикальных трубах.