

## ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТЕПЛООБМЕНА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ

*А.Г. Минко, А.С. Чудин, И.И. Никишев (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В рамках современного развития моделирования технологических процессов газопромысловых объектов большое значение имеет создание постоянно действующей тепло- и гидродинамической модели эксплуатации скважин. Модель базируется на аналитических зависимостях с их корректировкой по данным промысловых исследований и статистической информации по эксплуатационным характеристикам скважины. В результате сопровождения такой модели возможно решение задачи оптимизации параметров технологических процессов системы сбора и подготовки промысла в части решения следующих проблем:

- предотвращение гидрато- и парафиноотложений в призабойной зоне скважины, в самой скважине и трубопроводах системы сбора;
- выбор и корректировка технологических режимов системы сбора продукции промысла;
- прогнозирование параметров внутрипромысловых систем при поэтапном обустройстве и авторском сопровождении проектов разработки месторождений углеводородов.

Существующие аналитические, численные и полуэмпирические методики расчета теплообмена скважин в общем случае рассчитывают формирование температурного поля системы «призабойная зона – скважина – околоствольный массив пород» путем решения сопряженной задачи теплообмена, учитывающей:

- временное изменение температуры потока в скважине по глубине и изменение температуры пород (в том числе многолетнемерзлых) по глубине и радиусу;
- изменение температуры флюида при истечении из пласта в скважину;
- конструкцию скважины в части геометрии обсадных колонн, насосно-компрессорных труб (НКТ) и заполнения межколонных пространств;
- теплофизические характеристики флюида в НКТ и пород околоствольного массива.

При проведении расчетов особую сложность представляет выбор теплофизических характеристик газожидкостного потока, конструкции скважины и пород, поскольку все переменные параметры являются экспериментально определяемыми. Использование в расчетах табличных данных и аналогов приводит к непрогнозируемому отклонению вследствие недостаточности и недостоверности сведений по литологии пород.

Проведено сравнение расчетных значений устьевых температур с замеренными для трех газоконденсатных скважин месторождения Восточной Сибири. Расчетная и фактическая схема конструкции скважины представлена на рис. 1. Диапазон изменения производительности скважин составляет 100–500 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Теплофизические свойства и другие характеристики газоконденсатной смеси взяты по данным газоконденсатных и газодинамических исследований скважин. Измерения устьевых температур проведены в диапазоне пяти лет работы скважин. Теплофизические характеристики материалов конструкции скважин и горных пород приняты по табличным данным. Учитывалась реальная литология пород и наличие многолетнемерзлых пород. Исходные данные, принятые в расчетах, представлены в табл. 1 и 2.

На рис. 2–4 представлены результаты расчета в сопоставлении с промысловыми замерами, которые показывают следующее:

- расчетные значения температур в области производительности скважин 250–500 м<sup>3</sup>/сут значительно отличаются от фактических (до 1,5 раз), а для производительностей до 250 м<sup>3</sup>/сут результаты практически сопоставимы;
- промысловые замеры устьевой температуры имеют значительные колебания (до 10 °С) для одного дебита скважины.

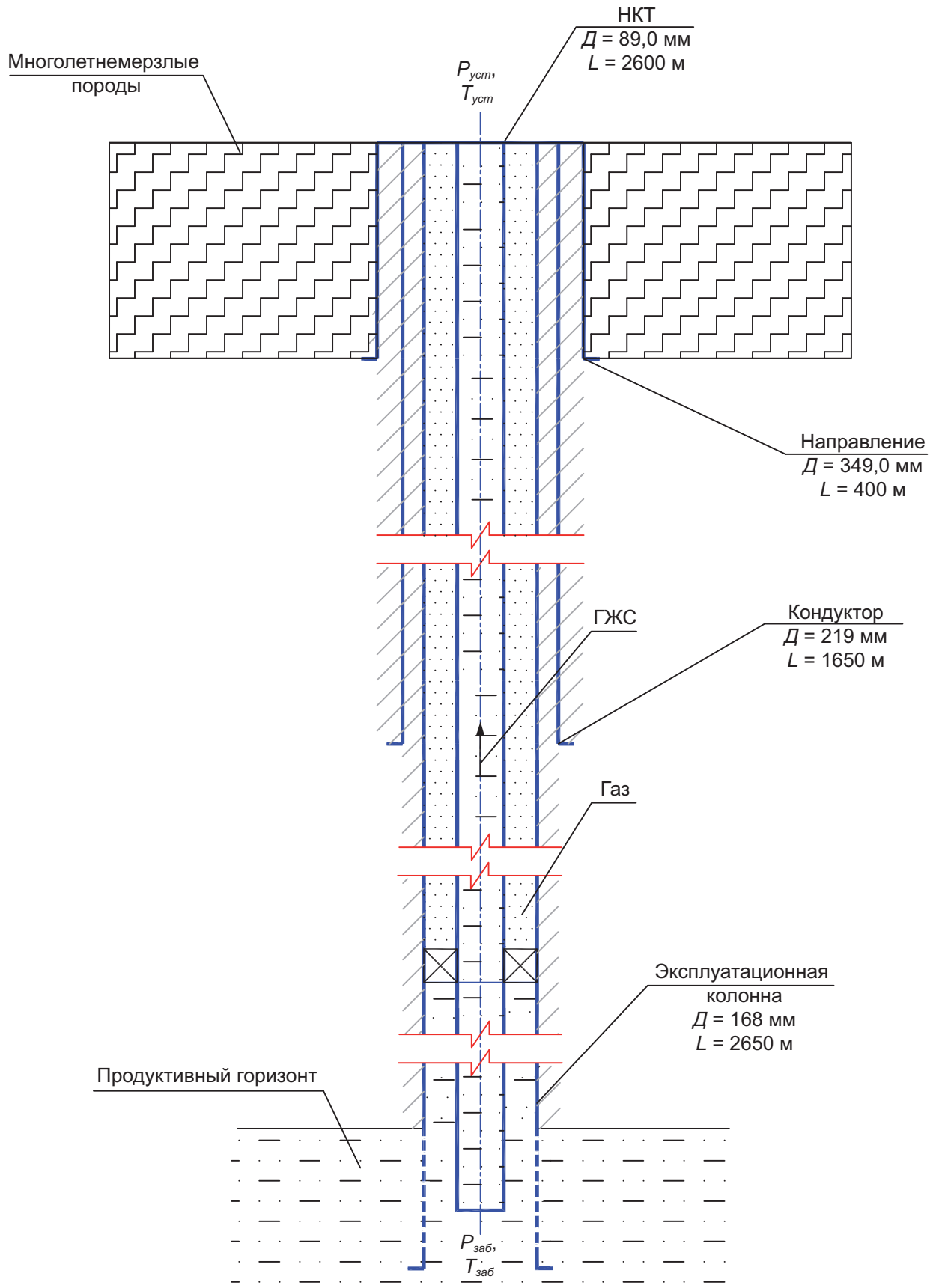


Рис.1. Расчетная схема конструкции скважины

Таблица 1

## Компонентный состав пластового флюида

Наименование	Формула	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 3
		Содержание, % мол.		
Метан	$\text{CH}_4$	92,0770	95,4720	92,8710
Этан	$\text{C}_2\text{H}_6$	4,0800	3,1930	3,9970
Пропан	$\text{C}_3\text{H}_8$	1,4200	0,1250	0,4040
<i>i</i> -Бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,2850	0,0910	0,3610
<i>n</i> -Бутан	$\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,3820	0,0190	0,1230
Пентаны	$\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,2580	0,0380	0,2640
Гексаны	$\text{C}_6\text{H}_{14}$	1,3615	0,3030	1,2890
Диоксид углерода	$\text{CO}_2$	0,1360	0,4910	0,6890
Азот	$\text{N}_2$	0,0005	0,2680	0,0020

Таблица 2

## Физические свойства пластового флюида

Наименование параметра	Скв. 1	Скв. 2	Скв. 3
Молекулярный вес, г/моль	18,43	16,98	18,17
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0,782	0,720	0,770
Давление критическое, МПа	5,602	5,586	5,120
Температура критическая, °С	-70,7	-71,7	-73,9
Высшая теплотворная способность, мДж/м <sup>3</sup>	42,48	39,04	41,42
Показатель адиабаты	1,733	1,725	1,733
Температурный градиент, °С/100 м	2,66	2,95	2,81

Влияние времени года и учет реального местоположения датчика температуры на шлейфовой линии, а также систематическая погрешность способа замера, по расчетам авторов, достигает 0,8 °С.

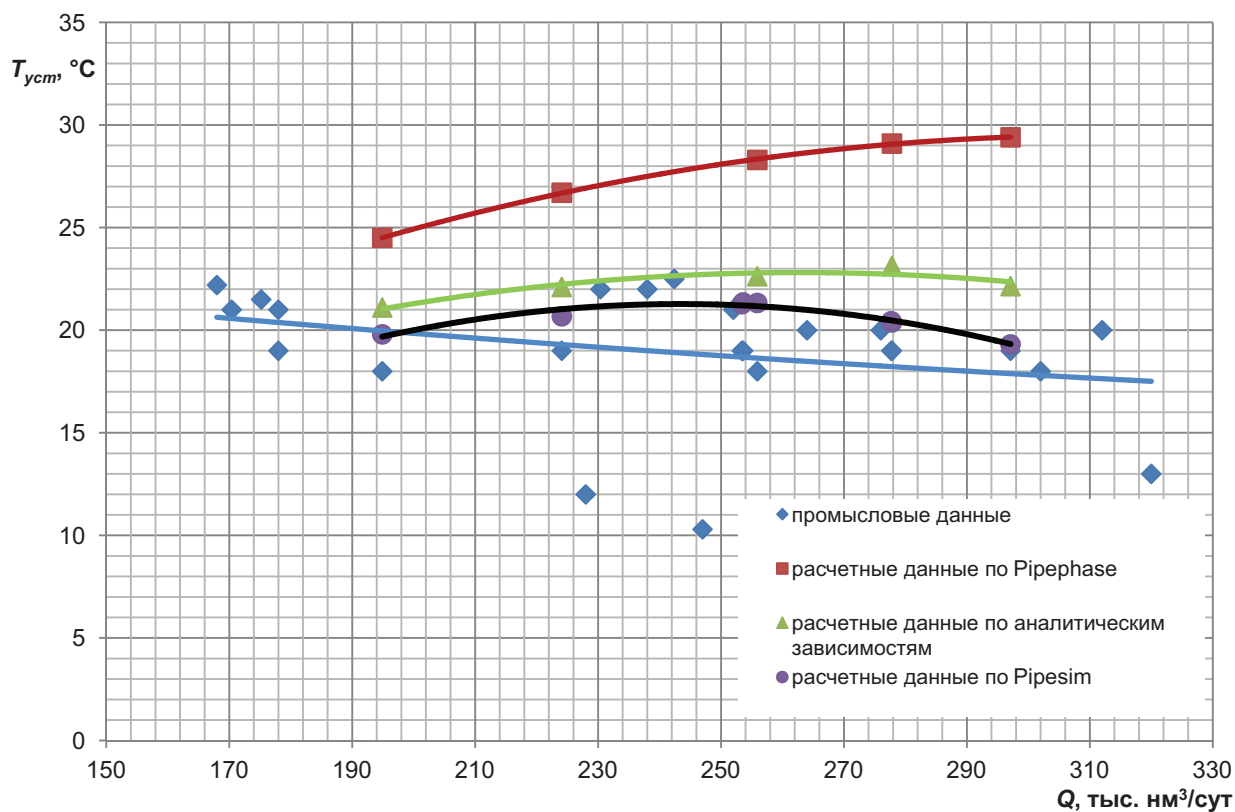


Рис. 2. Зависимость устьевого температурного градиента от дебита пластового флюида для скв. 1

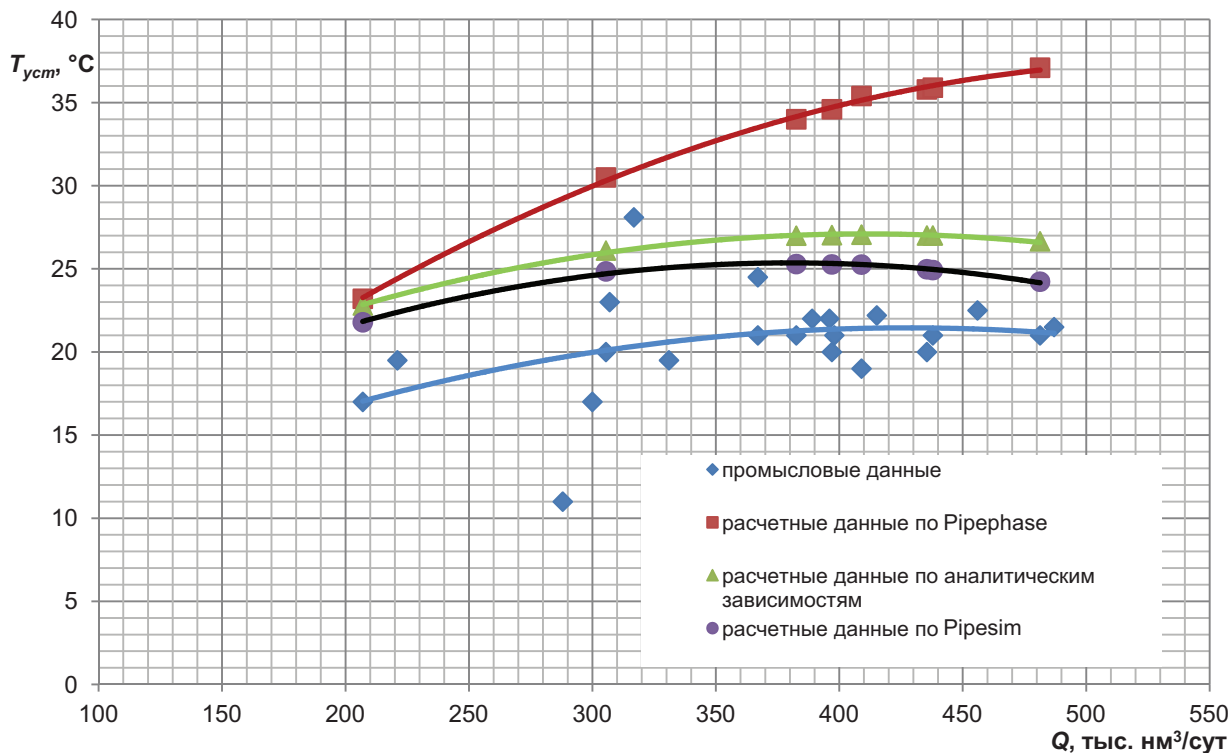


Рис. 3. Зависимость устьевой температуры от дебита пластового флюида для скв. 2

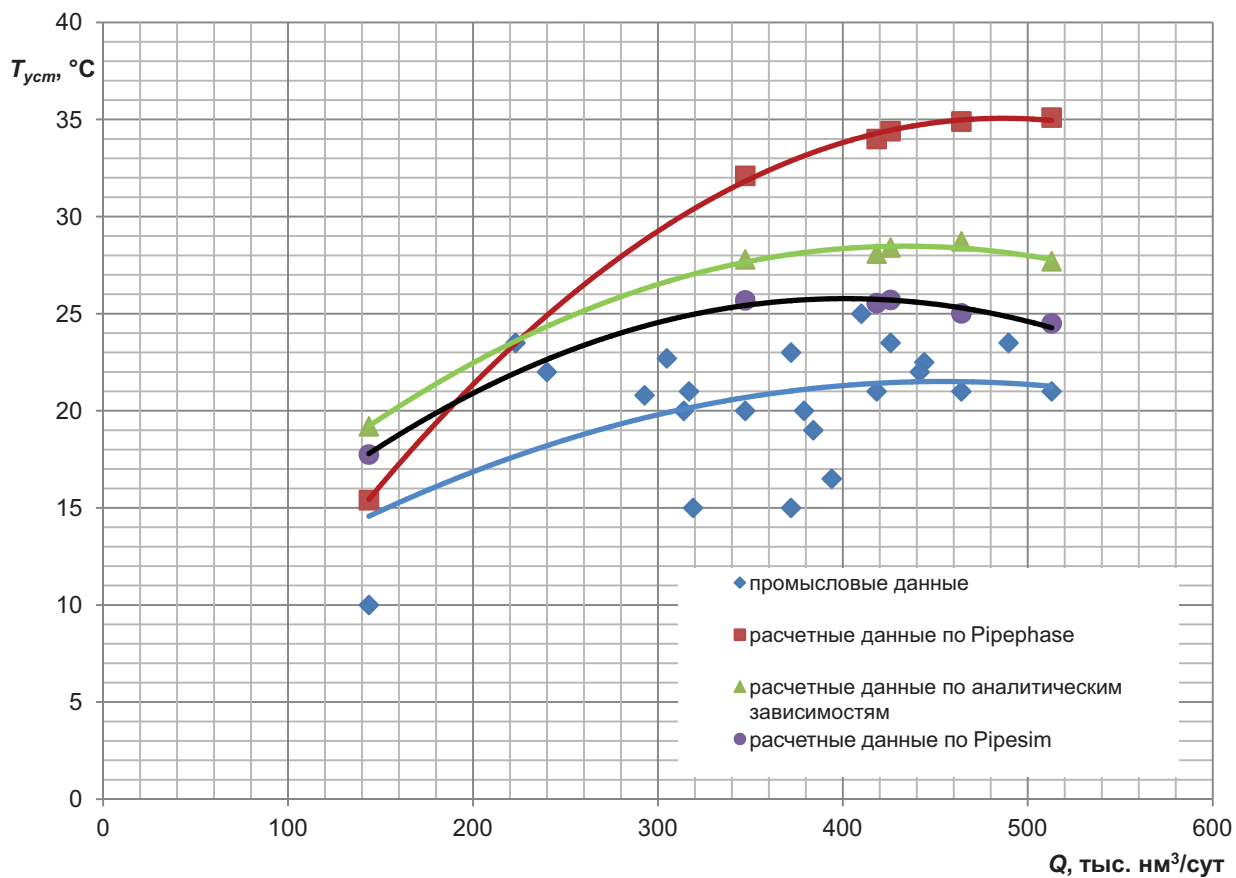


Рис. 4. Зависимость устьевой температуры от дебита пластового флюида для скв. 3

Таким образом, можно говорить об использовании расчетных значений по существующим методикам только для оценочных расчетов и создания начального варианта постоянно действующей модели тепло- и массообмена скважины. Как справедливо отмечается в работе<sup>1</sup>, неточность обусловлена нашим незнанием теплофизических характеристик пород литологического разреза скважин. Предлагается рассчитывать коэффициент теплопередачи поинтервально и в функции времени. Однако авторы считают необходимым обратить внимание также на учет следующих тепло- и массообменных процессов: фазовых превращений газоконденсатной смеси при движении по НКТ, капельную и пленочную конденсацию, различные режимы течения газожидкостной смеси.

<sup>1</sup> Коротаяев Ю.П. Определение коэффициента теплопередачи от газа в породе по данным исследования скважины / Ю.П. Коротаяев, Е.М. Минский, В.В. Смирнов, Б.Л. Кривошеин // Газовое дело. 1968. № 9. С. 19–23.