

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ, ПРОБУРЕННЫХ В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОДАХ

Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Николаев В.Е., Рожин И.И.

*Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск*

*Предложен подход к определению положения и размеров гидратных пробок в газовых скважинах. Он основан на математической модели стационарного неизотермического течения реального газа в трубах и алгоритме вычисления равновесных условий образования гидратов по известному составу газовой смеси.*

Анализ факторов, определяющих надежность подачи газа потребителям, расположенным в зоне многолетней мерзлоты, показал, что первым слабым звеном технологической цепочки является сама скважина и примыкающая к ней призабойная зона газоносного пласта. Именно здесь происходит интенсивное охлаждение газа за счет дросселирования при снижении давления и за счет теплообмена с окружающими скважину многолетнемерзлыми горными породами. Так как многие месторождения имеют достаточно высокие пластовые давления, то при этом возникает опасность образования газовых гидратов непосредственно в стволе скважин, что может привести либо к снижению их пропускной способности, либо к их полной закупорке. Опасность закупорки скважин газовыми гидратами возникает и при их остановке из-за низкой температуры окружающих горных пород.

Для предупреждения образования гидратов в скважинах необходимо создать такой режим отбора газа, при котором его температура будет выше равновесной температуры гидратообразования. В этой связи существенный интерес представляет изучение возможностей управления температурой газа без изменения конструктивных параметров скважин. Такая возможность основана на следующих особенностях температурного режима газовых скважин, на который влияют два фактора: внешний теплообмен и внутренние диссипативные термодинамические процессы, являющиеся следствием несовершенства газа. Оценим влияние каждого из этих факторов отдельно в зависимости от массового расхода. Рассмотрим температуру в фиксированном сечении скважины  $x=x_1$ , при двух расходах  $M_2 > M_1$  и двух входных температурах  $T_0^1 > T_e$  и  $T_0^2 < T_e$

(где  $T_e$  – температура окружающей среды). Если газ идеален, то увеличение расхода при  $T_0^1 > T_e$  ведет к увеличению температуры в сечении  $x = x_1$ , а при  $T_0^2 < T_e$  – к ее уменьшению. Влияние фактора диссипативности в зависимости от расхода можно оценить, моделируя движение реального газа в теплоизолированной трубе. Для всех реальных случаев увеличение массового расхода ведет к понижению температуры в фиксированном сечении. Следовательно, при  $T_0^1 > T_e$  увеличение массового расхода приводит к двум противоположным тенденциям: с одной стороны, температура газа увеличивается за счет уменьшения теплообмена, а с другой – уменьшается за счет дросселирования. При малых расходах преобладает первая тенденция, при больших – вторая. Если построить график изменения температуры в фиксированном сечении от расхода, то он будет иметь максимум при некотором его оптимальном значении  $M^*$ .

Для количественной оценки воспользуемся математической моделью стационарного течения газа в трубах, выведенной в монографии [1], где было показано, что при нормальной (безаварийной) эксплуатации скважин скорость движения газа много меньше скорости звука. Например, при массовом расходе 10 кг/с и при глубине скважины 3000 м она составляет примерно 5 м/с. Это позволяет свести уравнения движения и энергии к виду

$$\frac{dp}{dx} = -\rho g \sin \varphi - \frac{\sqrt{\pi} \psi M^2}{4 \rho \omega^{2,5}}, \quad (1)$$

$$\frac{dT}{dx} - \varepsilon \frac{dp}{dx} = \frac{\pi D \alpha}{c_p M} (T_e - T) - \frac{g}{c_p} \sin \varphi, \quad (2)$$

где  $\rho$  – плотность газа;  $c_p$  – удельная теплоемкость газа;  $g$  – гравитационное ускорение;  $\omega$ ,  $D$  – поперечное сечение и диаметр трубы;  $x$  – координата вдоль оси трубы;  $P$  – давление;  $\varphi$  – угол наклона трубы, отсчитываемый от фиксированной горизонтальной плоскости;  $\psi$  – коэффициент гидравлического сопротивления;  $T$  – температура газа;  $\alpha$  – суммарный коэффициент теплопередачи;  $M = \rho \omega v$  – массовый расход газа, являющийся константой.

Плотность связана с давлением и температурой уравнением состояния

$$\rho = \frac{P}{zRT}, \quad (3)$$

а коэффициент дросселирования  $\varepsilon$  определяется формулой  $\varepsilon = \frac{RT^2}{c_p p} \frac{\partial z}{\partial T}$ ; коэффициент несовершенства газа  $z$  является эмпирической функцией давления и температуры;  $R$  – газовая постоянная.

Как указывалось выше, одна из возможностей регулирования температуры газа в скважине основана на ее немонотонной зависимости от массового расхода. Подчеркнем, аналогичная зависимость от дебита, то есть от объемного расхода, уже не будет обладать такой особенностью. Это объясняется структурой уравнения (2). Действительно, если перебросить второе слагаемое слева в правую часть уравнения, и обратить внимание на зависимость градиента давления от расхода, то выясняется, что интенсивность внешнего теплообмена газа с окружающей средой (первое слагаемое в правой части (2)) обратно пропорциональна массовому расходу, тогда как интенсивность дросселирования прямо пропорциональна квадрату этой величины. Таким образом, для определения возможностей регулирования температуры газа следует в вычислительном эксперименте определить ее зависимость от величины  $M$ .

Начальные условия для системы уравнений (1)-(2) сформулируем в виде:

$$p(0) = p_0, \quad T(0) = T_0, \quad (4)$$

где  $T_0$ ,  $p_0$  – пластовые температура и давление.

В случае использования в качестве уравнения состояния уравнения Бертло коэффициент несовершенства газа для безразмерных давления и температуры, отнесенных к соответствующим критическим параметрам имеет вид:

$$z = 1 + k \frac{p}{T} \left( 1 - \frac{b}{T^2} \right),$$

где  $b = 6T_c^2$ ,  $k = 0.07 \frac{T_c}{p_c}$ ,  $T_c$ ,  $p_c$  – критические температура и давление,

зависящие от состава природного газа.

В начале рассмотрим возможности управления температурным режимом скважин. В качестве объектов изучения выбираем скважины Средне-Виллюйского и Иреляхского месторождений, а для определения условий термодинамического равновесия по составу газа приняты результаты хроматографического анализа проб газа, представленные в таблице 1. Эти данные использовались также для

расчета критических температуры (в К) и давления (в атм) по эмпирическим зависимостям Хенкинсона [2]:  $T_c = 76.939 + 5.898 \mu$ ,  $P_c = 48.253 - 0.138 \mu$ , где

$$\mu = \sum_{i=1}^n y_i \mu_i$$

– молекулярный вес газа (в г/моль),  $y_i$  и  $\mu_i$  – мольная доля и молекулярный вес  $i$ -го компонента газовой смеси.

Таблица 1

Компонентный состав газов (% мол.)

№	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	$i-C_4H_{10}$	$n-C_4H_{10}$	$CO_2$	$N_2$	$O_2$
1	86.06	3.75	1.40	-	0.59	0.03	7.62	0.06
2	88.49	5.84	2.25	0.48	0.73	0.02	0.51	-
№	$i-C_5H_{12}$	$n-C_5H_{12}$	$C_6H_{14}$	$C_7H_{16}$	$C_8H_{18}$	$C_9H_{20}$	$C_{10}H_{22+}$	He
1	0.49							-
2	0.26	0.25	0.39	0.39	0.14	0.13	0.11	0.01

Первый вариант соответствует пластовому газу для скважин Средне-Вилуйского газоконденсатного месторождения, отобранному в 2005 г., второй – пластовому газу Иреляхского газонефтяного месторождения (2001 г.).

В первом случае расчеты выполнялись при следующих значениях основных параметров:  $\alpha = 5.82$  Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $D = 0.1$  м;  $R = 520$  Дж/(кг·К);

$$c_p = 2300 \text{ Дж/(кг·К)}; \quad \psi = 0.02; \quad T_0 = 323 \text{ К}; \quad T_e = \begin{cases} T_{e0} - \Gamma x, & 0 < x < L - 252 \\ 271.15 \text{ К}, & L - 252 < x < 2550 \end{cases}$$

$$p_0 = 240 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2; \quad T_c = 185.7 \text{ К}; \quad p_c = 45.7 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2; \quad \Gamma = 0.0256 \text{ К/м};$$

$$L = 2550 \text{ м}; \quad T_{e0} = 328 \text{ К}. \text{ Во втором случае: } T_0 = 285.15 \text{ К}; \quad p_0 = 100 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2;$$

$$T_c = 195.2 \text{ К}; \quad p_c = 45.7 \cdot 10^5 \text{ Н/м}^2; \quad \Gamma = 0.008 \text{ К/м}; \quad L = 1900 \text{ м}; \quad T_{e0} = 287.15 \text{ К}$$

при неизменных значениях остальных параметров.

Равновесные условия гидратообразования в системе «природный газ – вода – гидрат» определяются с помощью расчетной методики, предложенной в монографии [3], которая используется для природных и попутных нефтяных газов, состоящих в основном из метана  $CH_4$  (более 50 % об.) со значительным содержанием  $C_2H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $i-C_4H_{10}$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ .

Алгоритм вычисления равновесных условий образования гидратов по известному составу газовой смеси описывается следующим образом.

1. Рассчитывается давление гидратообразования  $p_m^0$  (в МПа) при фиксированной температуре  $T^0 = 273.15$  К по уравнению, которое для гидратов кубической структуры II имеет вид:

$$\left[1 + p_m^0 \left(2.5y_{CH_4} + 1.4y_{CO_2} + 0.67y_{N_2} + 46.1y_{H_2S}\right)\right]^2 = \frac{1}{p_m^0 \left(\frac{y_{CH_4}}{231} + \frac{y_{C_2H_6}}{2.3} + \frac{y_{C_3H_8}}{0.176} + \frac{y_{i-C_4H_{10}}}{0.113} + \frac{y_{n-C_4H_{10}}}{1.6} + \frac{y_{CO_2}}{26.3} + \frac{y_{N_2}}{2323} + \frac{y_{H_2S}}{10.47}\right)}. \quad (5)$$

2. Методом сравнительного расчета (термодинамического подобия) определяется равновесное давление гидратообразования при  $T > T^0$ , используя условия образования для эталонной газовой смеси. При этом исследуемая и эталонная газовые смеси должны быть достаточно близки по составу (по гидратообразующим компонентам) и значению коэффициента сжимаемости  $z$ , то их равновесные кривые гидратообразования в координатах  $\ln p - T$  будут практически эквидистантными.

Давление гидратообразования для заданной температуры можно определить из соотношения  $p_m = p_m^0 \exp\left(A\left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)\right)$ , либо из более точного соотношения  $p_m = p_m^0 \frac{z^0}{z} \exp\left(A_1\left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T}\right)\right)$ , где  $A, A_1$  – параметры, значения которых подбираются на основе эталонных кривых гидратообразования, верхний индекс «0» величин соответствует температуре  $T^0$ .

Вычисленные зависимости температуры и давления газа на устье скважины от массового расхода для этих двух вариантов приведены на рис. 1 и рис. 2.

Прежде всего отметим, что немонотонные зависимости температуры и давления газа на устье от массового расхода получены только для Средне-Вилуйского месторождения. Для Иреляхского месторождения и температура и давление монотонно убывают с ростом этого параметра. Это объясняется достаточно низкими пластовыми температурами и давлениями. Последний фактор приводит к существенному охлаждению газа за счет дросселирования, так как при понижении давления коэффициент Джоуля-Томсона возрастает.

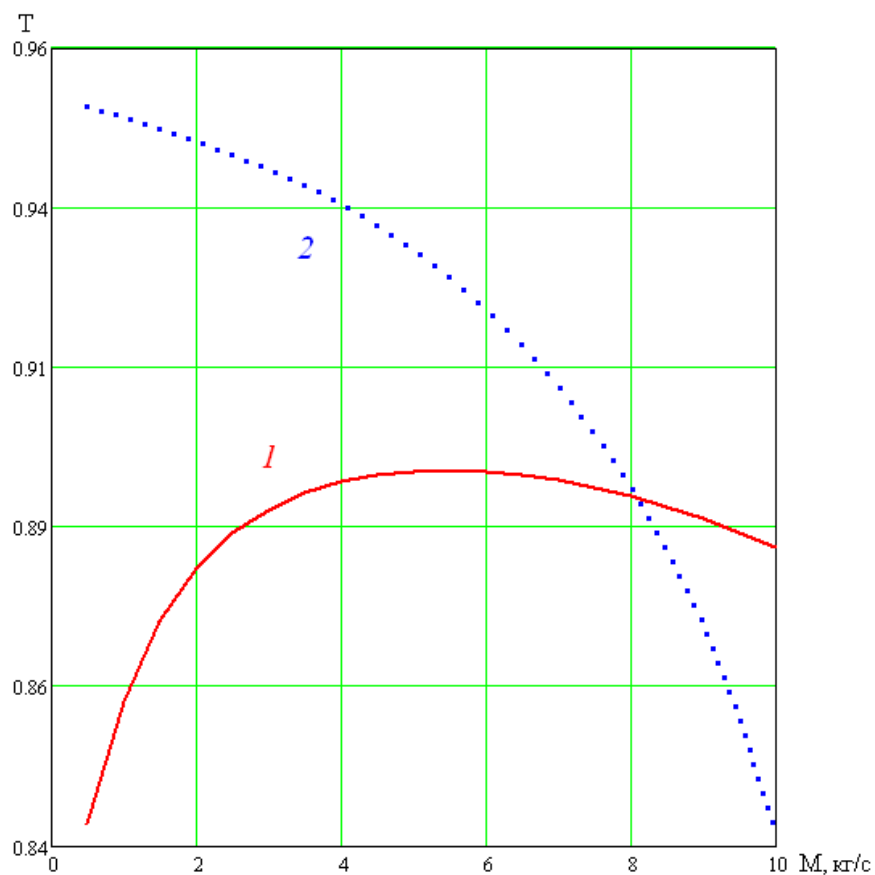


Рисунок 1. Зависимость температуры газа на устье скважины от массового расхода (цифры у кривых соответствуют номерам вариантов расчета)

Особо следует отметить, что оптимальный режим отбора газа, обеспечивающий минимальные потери давления, соответствует гораздо меньшему значению массового расхода, чем в случае режима с минимальными тепловыми потерями.

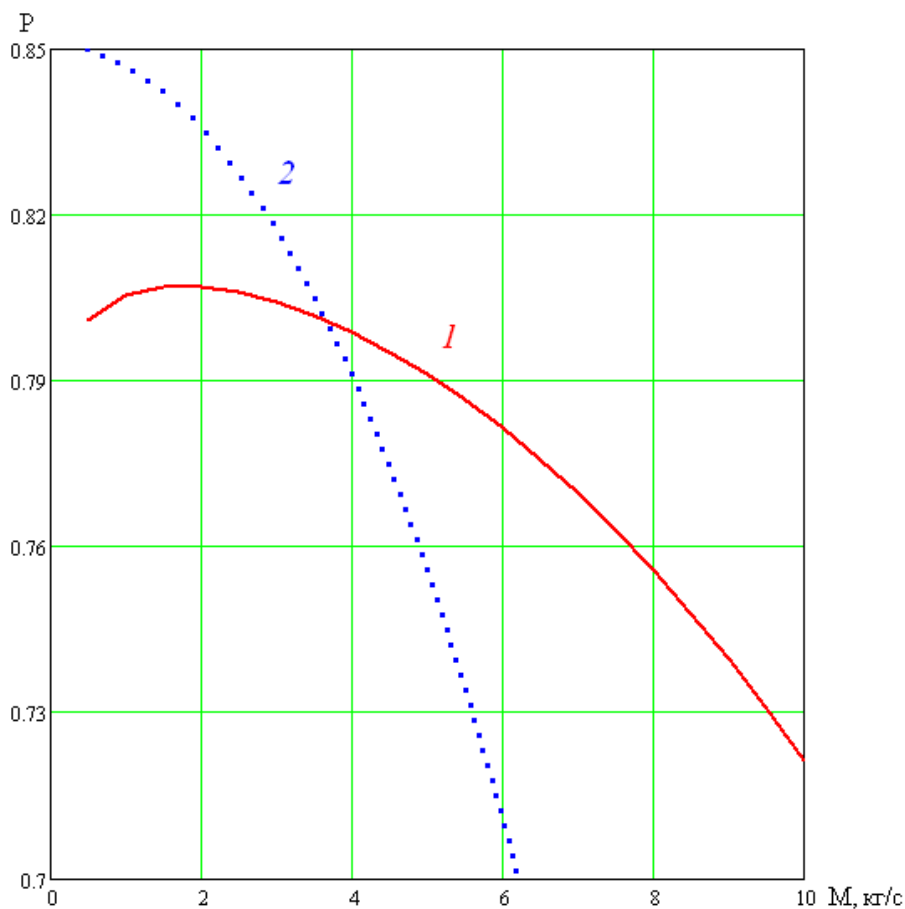


Рисунок 2. Зависимость давления газа на устье скважины от массового расхода (цифры у кривых соответствуют номерам вариантов расчета).

Для определения опасности образования гидратов в стволе скважин можно использовать следующий прием, который был предложен в работе [4] для простаивающих скважин. На равновесную кривую образования гидратов, построенную по результатам вычислений или по данным лабораторных экспериментов, наносится зависимость между давлением и температурой, полученная путем решения задачи (1) – (4). По температуре, соответствующей точке пересечения этих двух кривых, определяется координата  $X$ , выше которой газ будет охлажден ниже равновесной температуры образования гидратов. Пример использования этой методики приведен на рис. 3 – 4 (массовый расход соответствует оптимальной температуре газа для первого варианта расчета) и на рис. 5 – 6 (тот же массовый расход для второго варианта расчета).

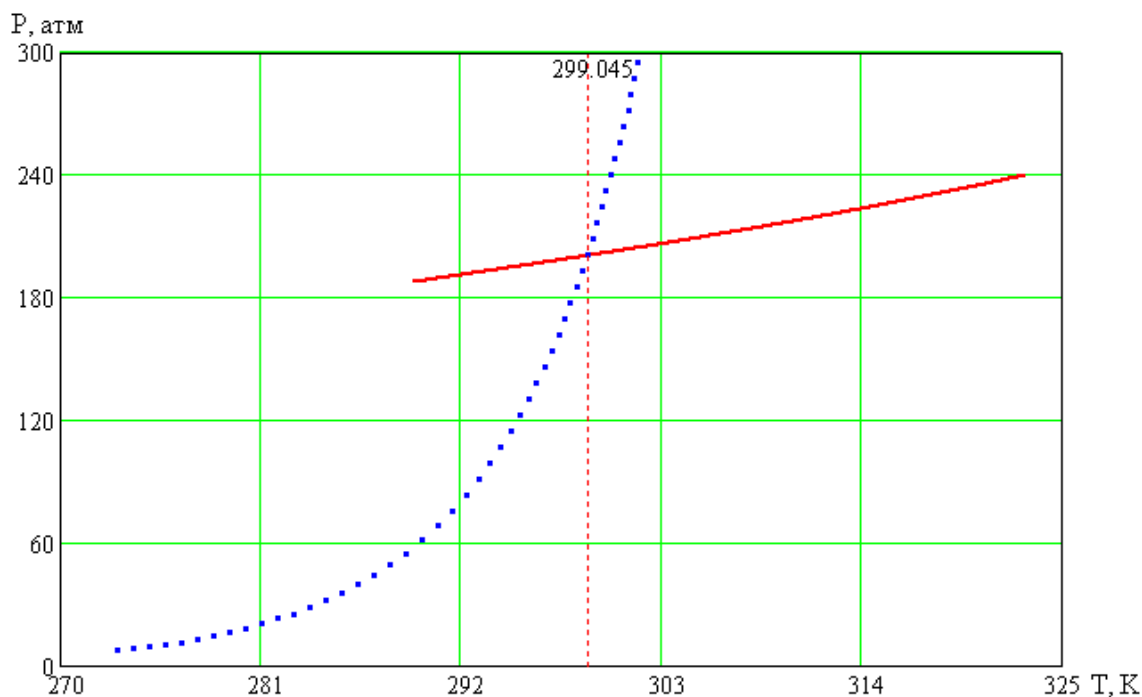


Рисунок 3. Пересечение расчетной равновесной кривой гидратообразования (пунктир) и расчетной связи между давлением и температурой газа в скважине для  $M = 5.5$  кг/с (Средне-Виллойское месторождение).  
Вертикальный пунктир соответствует температуре в точке пересечения этих кривых

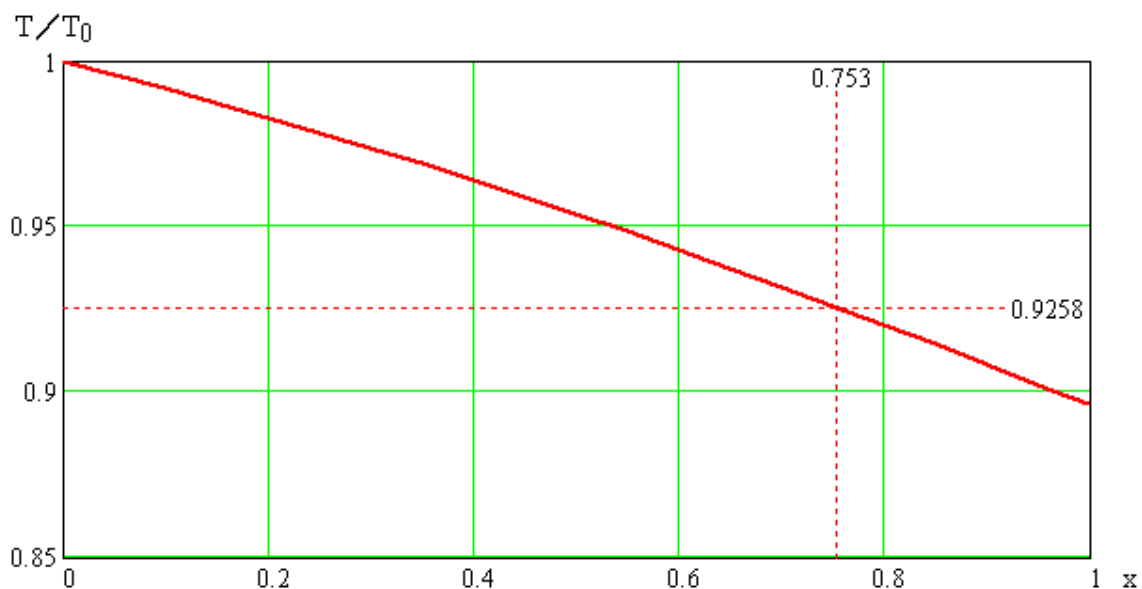


Рисунок 4. Зависимость температуры от глубины скважины (безразмерные величины) для  $M = 5.5$  кг/с (Средне-Виллойское месторождение).  
Область правее вертикальной пунктирной линии соответствует зоне возможного образования гидратных пробок

В первом варианте равновесная кривая вычислялась по известному составу газа №1, во втором – строилась по результатам обработки лабораторных экспериментов, выполненным для газа №2, а затем пересчитывалась для учета засоленности пластовой воды по методике, предложенной в монографии [2].

Из представленных данных следует, что на тех участках скважин, где глубина изменяется от 0 до  $(1-0.753)*2550=630$  м (рис. 4) и до  $(1-0.28)*1900=1368$  м (рис. 6), температура газа будет ниже равновесной температуры образования гидратов. Следует обратить внимание на то, что интервалы, в которых могут образовываться гидратные пробки, значительно превышает глубину многолетней мерзлоты (252 м для Средне-Виллюйского месторождения).

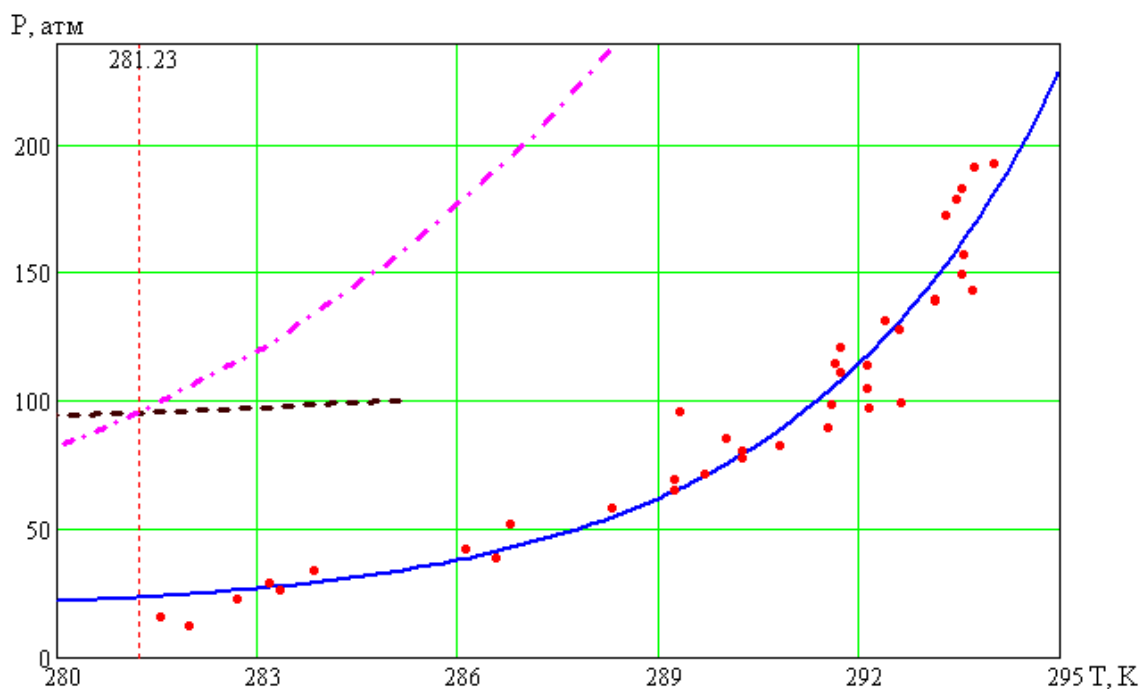


Рисунок 5. То же, что на рис. 3 для Иреляхского месторождения (точки – экспериментальные данные, сплошная кривая – результат их обработки, пунктир – расчетная связь между давлением и температурой газа в скважине, штрих-пунктир – равновесная кривая с учетом солёности пластовой воды с молярной концентрацией 0.07, что соответствует 200 г/литр)

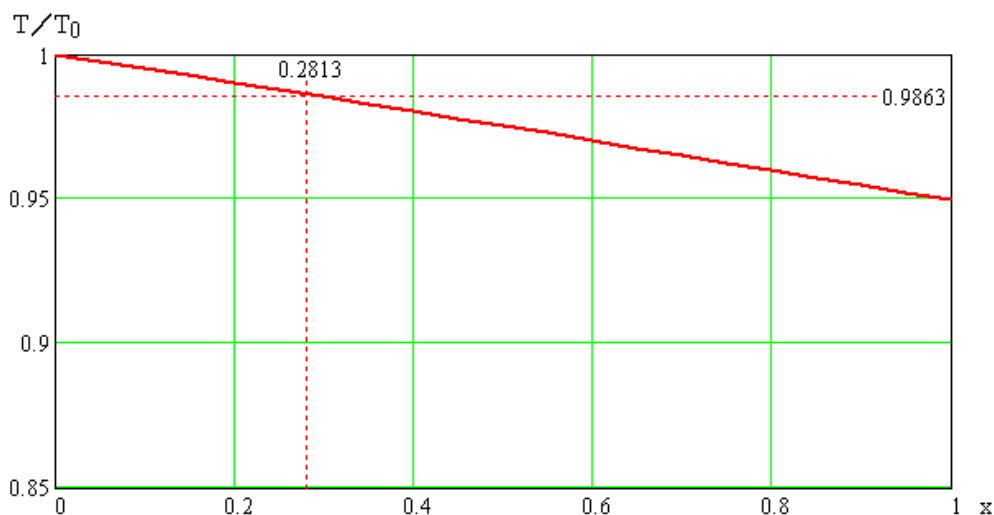


Рисунок 6. То же, что на рис. 4 для Иреляхского месторождения

В заключение приведем рис. 7, иллюстрирующий влияние солёности пластовых вод на равновесные условия образования гидратов для Иреляхского месторождения. Видно, что молярная концентрация поваренной соли  $x=0.1$ , что соответствует весовой концентрации  $C=27\%$ , предотвращает образование гидратов даже при температуре газа 273.15 К. Однако при меньшей концентрации соли эта опасность существует, о чем свидетельствуют кривые на рис. 5.

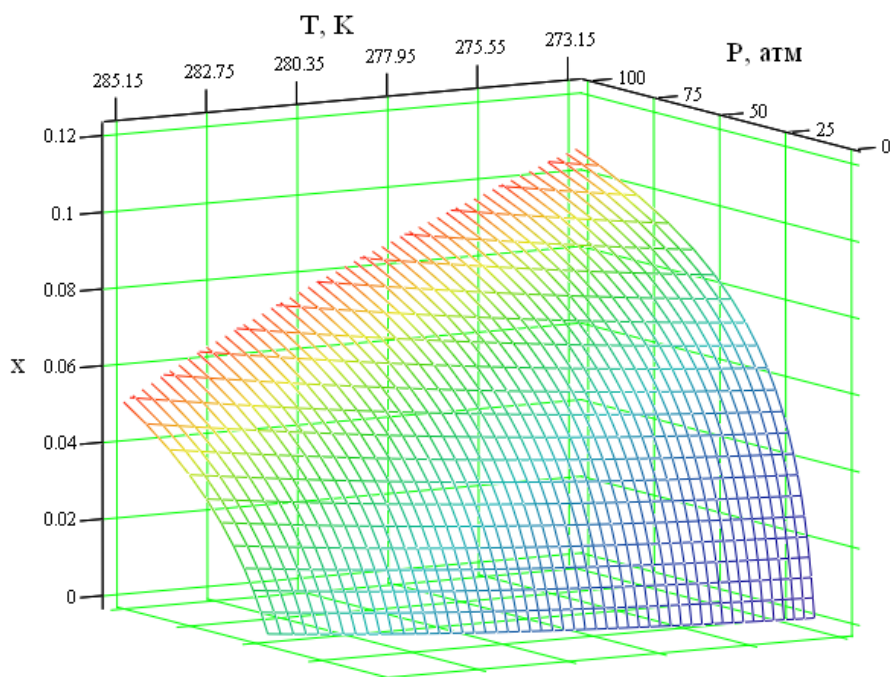


Рисунок 7. Зависимость равновесных условий образования гидратов от солёности пластовой воды для Иреляхского месторождения

Приведенные примеры наглядно демонстрируют возможности математического моделирования и, в частности, вычислительного эксперимента для решения актуальных задач повышения надежности систем добычи газа в северных регионах.

Работа выполнена при частичной поддержке гранта РФФИ № 06-01-96004.

### Литература

1. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа / Бондарев Э.А., Васильев В.И., Воеводин А.Ф. и др. –Новосибирск: Наука. Сиб. отд., 1988. – 272 с.
2. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.
3. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 506 с.
4. Аргунова К.К., Бондарев Э.А. Регулирование работы газовых скважин: возможности математического моделирования // Наука и образование, 2005, №1, с. 41–45.