

УДК 622.244

**С. М. Купцов:** д.т.н., доцент, профессор, кафедра термодинамики и тепловых двигателей, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; e-mail: kuptsov\_sm@mail.ru

## ОЦЕНКА ПОТЕРЬ ТЕПЛОТЫ И ПАРАМЕТРОВ ПАРА В СКВАЖИНЕ

*Предлагаются номограммы для оперативной оценки потерь теплоты и параметров насыщенного водяного пара в скважине.*

Для повышения нефтеотдачи используется закачка в пласт высокотемпературных теплоносителей.

Водяной пар является высокоэффективным теплоносителем. При нагнетании в пласт влажного и сухого насыщенного пара пока происходит его конденсация, температура практически не изменяется.

С точки зрения закачки в пласт теплоносителя с высокой температурой это является положительным моментом. Но значительно усложняется работа конструкции скважины, необходима тепловая изоляция колонн для того, чтобы избежать значительных перепадов температуры на цементном камне.

Для обеспечения неизменной температуры насыщенного пара необходимо, чтобы потери теплоты не превышали теплоту конденсации  $\gamma$  – фазового перехода.

Если температура пара вдоль ствола скважины за время закачки не изменяется, то потери теплоты в скважине при нагнетании влажного или сухого насыщенного пара определяются на основании решения задачи нестационарного охлаждения полого неограниченного цилиндра, внутри которого поддерживается постоянная температура [1]

$$Q = 2 \cdot \pi \cdot \lambda \cdot h \cdot u \cdot (t_s - t_{rn}), \quad (1)$$

где  $\lambda_{эк}$  – эквивалентный коэффициент теплопроводности системы скважина – порода, который рассчитывается при закачке пара по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) как

$$\lambda_{эк} = \frac{\ln \frac{d_{цк} + 2 \cdot \delta_{rn}}{d_{нкт}^b}}{\sum \frac{1}{\lambda_i} \ln \frac{d_{i+1}}{d_i} + \frac{1}{\lambda_{rn}} \ln \frac{d_{цк} + 2 \cdot \delta_{rn}}{d_{цк}}}, \quad (2)$$

где  $\lambda_i$  – коэффициенты теплопроводности элементов конструкции скважины (НКТ, обсадных труб – ОК, заполнителя межтрубного пространства – КЗ и цементного камня – ЦК);  $d_i$  и  $d_{i+1}$  – внутренний и наружный диаметры элементов скважины ( $d_1 = d_{нкт}^b$ );  $\delta_{rn} = 2 \cdot \sqrt{\alpha_{rn} \cdot \tau_{rn}}$  – тол-

щина прогрева горной породы за время;  $t_s$  – температура насыщенного пара;

$$u = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{\pi \cdot Fo}} + 0,5 - 0,25 \cdot \frac{\sqrt{Fo}}{\pi} + 0,125 \cdot Fo, & Fo \leq 2 \\ 2 \cdot \left[ \frac{1}{\ln 4 \cdot Fo - 2 \cdot j} - \frac{j}{(\ln 4 \cdot Fo - 2 \cdot j)^2} \right], & Fo > 2 \end{cases} \quad (3)$$

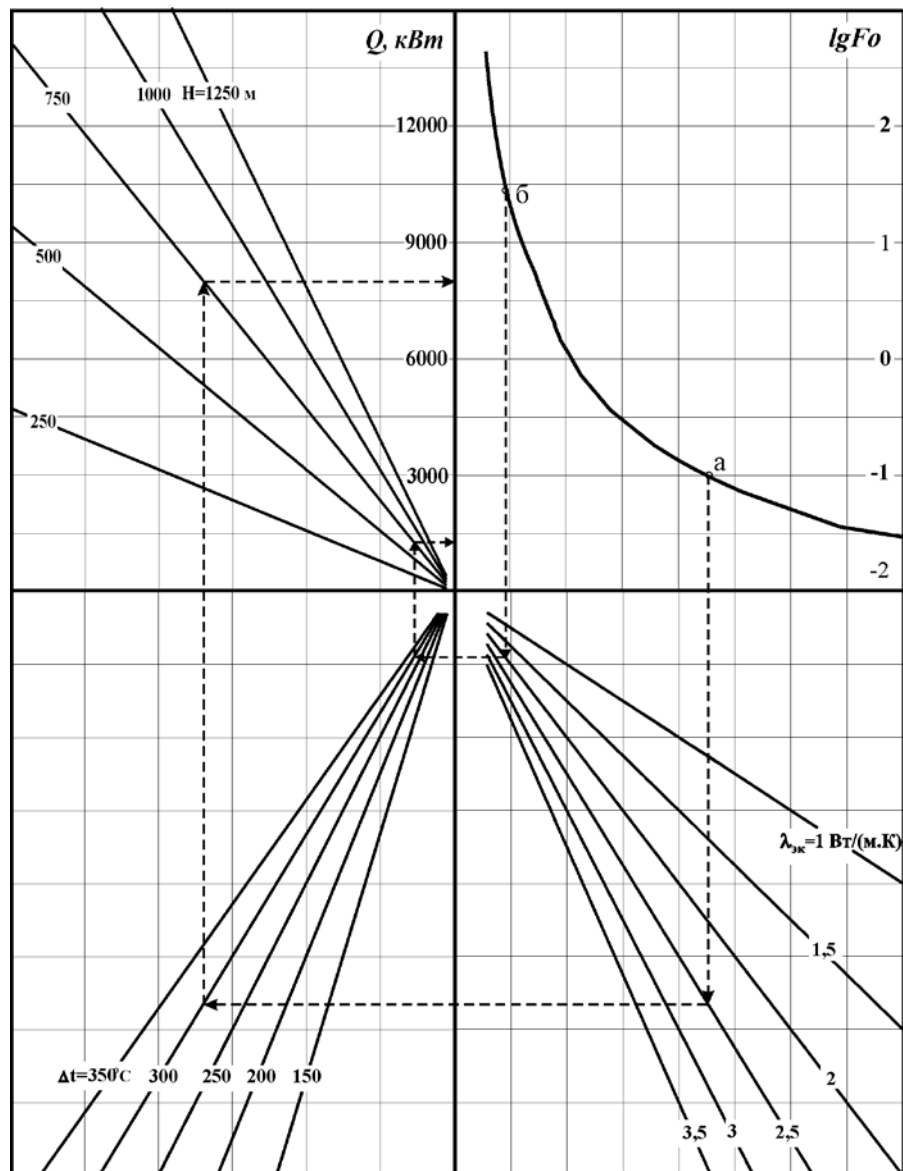


Рис. 1. Потери теплоты в скважине при закачке насыщенного пара

$$Fo = \frac{4 \cdot \alpha_{эк} \cdot \tau}{(d_{НКТ}^b)^2} - \text{число Фурье};$$

$\alpha_{эк}$  – эквивалентный коэффициент теплопроводности системы «скважина – порода», рассчитываемый по эквивалентным значениям теплопроводности, теплоемкости и плотности системы «скважина – порода».

Для оперативной оценки потери теплоты скважины при закачке насыщенного пара можно воспользоваться номограммой (рис. 1), построенной на основании соотношений (1)–(3).

В качестве примера на рисунке 1 проведена оценка потерь теплоты при нагнетании насыщенного пара в скважину глубиной 750 м в зависимости от времени нагнетания: а) примерно 4 минуты; б) через сутки.

Как видно из рисунка 1, потери теплоты в начале процесса закачки имеют максимальное значение (а –  $Q \approx 8300$  кВт), далее во времени процесс потери существенно уменьшаются (б –  $Q \approx 1320$  кВт).

Заметим, что начальный период закачки отличается наибольшими значениями температурных напряжений и потерь теплоты.

Расстояние от устья скважины до глубины  $h^*$ , где произойдет полная конденсация ( $x=0$ ), можно рассчитать исходя из распределения степени сухости пара:

$$x = x_y + B^* \cdot h^* - A^* \cdot t_s \cdot h^* + t_0 \cdot A^* \cdot h^* + A^* \cdot \Gamma \frac{(h^*)^2}{2}, \quad (4)$$

где  $x_y$  степень сухости на устье скважины;

$$A^* = \frac{\pi \cdot d_{НКТ}^b \cdot k}{G \cdot r};$$

$G$  массовый расход пара;  $k$  коэффициент теплопередачи системы «пар – скважина – порода»;

$$B^* = \frac{g}{r};$$

$\Gamma$  – геотермический градиент.

Так как значения термических сопротивлений передачи теплоты теплоотдачей при конденсации пара и теплопроводностью через стенки НКТ и ОК меньше остальных примерно на 2 порядка, то ими обычно пренебрегают, и коэффициент теплопередачи определяется по формуле:

$$k = \frac{1}{\frac{d_{НКТ}^b}{2 \cdot \lambda_{эф}} + \ln \frac{d_{ОК}^b}{d_{НКТ}^b} + \frac{d_{НКТ}^b}{2 \cdot \lambda_{ЦК}} + \ln \frac{d_{ЦК}}{d_{ОК}^b} + \frac{d_{НКТ}^b}{2 \cdot \lambda_{ГП}} + \ln \frac{d_{ГП}}{d_{ЦК}}}, \quad (5)$$

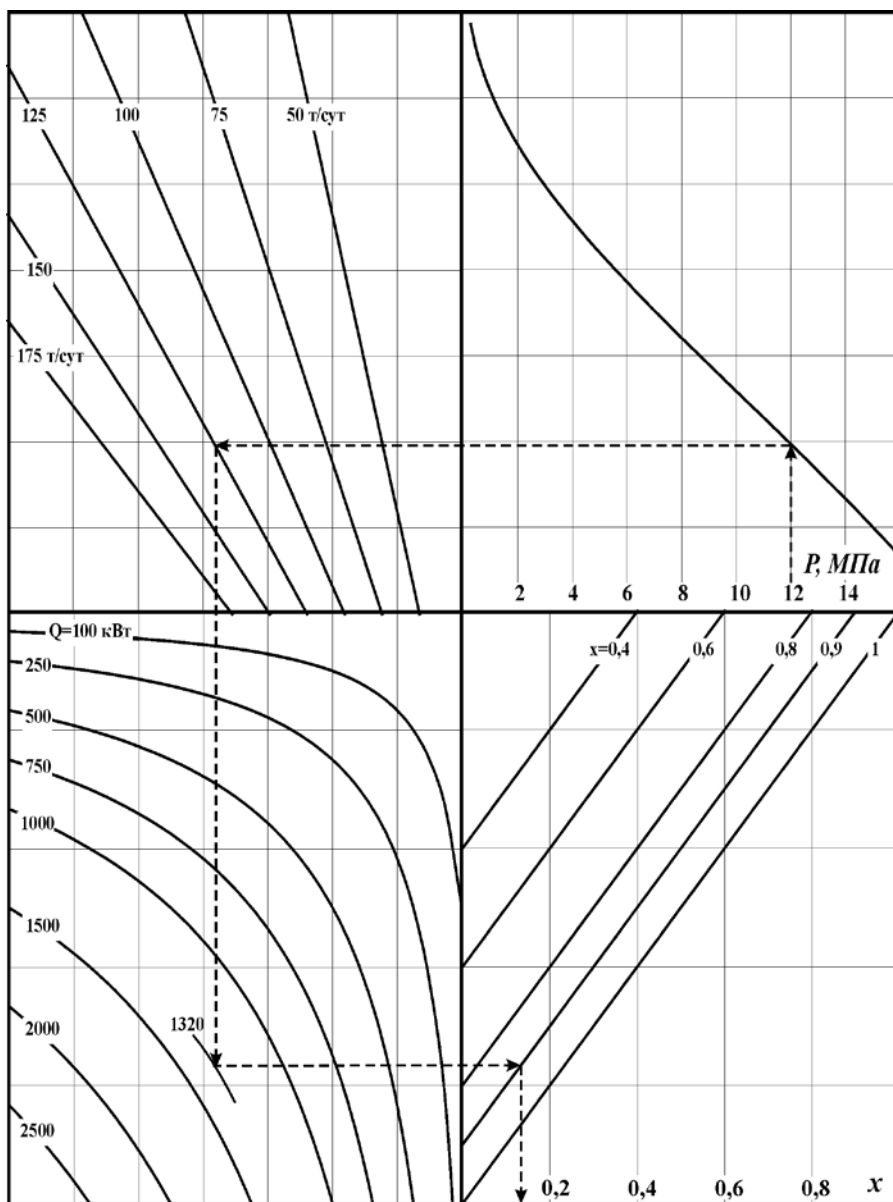


Рис. 2. Определение степени сухости пара

$\lambda_{эф}$  – эффективный коэффициент теплопроводности флюида в КЗ между колоннами НКТ и ОК

$$\lambda_{эф} = \epsilon_k \cdot \lambda + \lambda_n, \quad (6)$$

учитывающий передачу теплоты теплопроводностью ( $\lambda$ ), конвекцией ( $\epsilon_k$ ) и излучением ( $\lambda_n$ );  $v, n$  – индексы внутренней и наружной поверхности.

Оценить степень сухости пара по глубине скважины можно на основании баланса теплоты:

$$x = x_y - \frac{Q}{G \cdot r}. \quad (7)$$

Для оценки степени сухости пара по глубине скважины на основании соотношений (1)–(7) приведена номограмма на рисунке 2.

При закачке 125 т в сутки влажного насыщенного пара (рис. 2) со степенью сухости  $x_y = 0,9$  при давлении на забое скважины через сутки будет пар со степенью сухости  $P = 12$  МПа.

Если потери теплоты в скважине будут превышать  $Q \approx 3000$  кВт, то еще до забоя произойдет полная конденсация даже сухого насыщенного пара.

**Литература:**

1. Шотиди К.Х., Купцов С.М. Номограммы для определения потерь тепла в паронагнетательной скважине // Нефтяное хозяйство. – 1988. – № 11. – С. 30–31.

**Ключевые слова:** потери теплоты, водяной пар, степень сухости, номограмма, скважина.