

И.Б. Кухарчук, Л.А. Ковригин

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЕ С ГРЕЮЩИМ КАБЕЛЕМ

Одним из методов удаления парафиновых отложений является нагрев скважины с помощью греющего кабеля. В силу того, что каждая скважина имеет свою геотерму и дебит, необходим индивидуальный подход к расчету тока нагрева: он должен быть таким, чтобы происходило плавление парафина, но температура не превышала рабочую температуру изоляции кабеля.

Для удаления асфальтосмолопарафиновых (АСПО) отложений на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы (НКТ) применяются тепловые, механические, химические и другие методы [1–4]. В настоящей работе рассматривается тепловой метод удаления АСПО с учетом дебита и геотермы.

Скважина представляет собой многослойную структуру, состоящую (рис. 1) из 7 областей (шестая область имеет две подобласти – ниже и выше динамического уровня нефти), обладающими различными теплопроводностями: 1 – токопроводящая жила $\lambda_{ж}$, 2 – изоляция $\lambda_{из}$, 3 – движущаяся нефть $\lambda_{нефть}$, 4 – отложения парафина $\lambda_{параф}$, 5 – насосно-компрессорная труба $\lambda_{Фс}$, 6 – область между обсадной колонны и НКТ (ниже динамического уровня – нефть $\lambda_{нефть}$, выше – воздух $\lambda_{воздух}$), 7 – обсадная

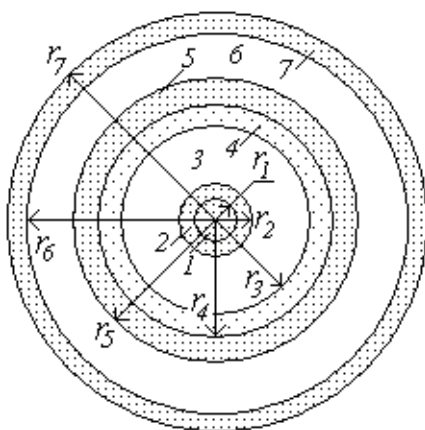


Рис. 1. Поперечный разрез скважины; радиусы: r_1 – токопроводящей жилы, r_2 – кабеля, r_3 – парафиновых отложений, r_4 – внутренний НКТ, r_5 – внешний НКТ, r_6 – внутренний обсадной колонны, r_7 – внешний обсадной колонны

7 – обсадная

колонна – λ_{Fe} . Отложения начинаются с определенной глубины $L_{отл}$, поэтому ниже этой глубины область 4 отсутствует.

Ставится задача: ликвидировать отложения с внутренней поверхности НКТ путем нагрева движущейся нефти от забоя к устью до температуры выше температуры плавления АСПО с помощью нагревательного кабеля, расположенного внутри НКТ. Задача является нестационарной трехмерной осесимметричной.

Для решения поставленной задачи необходимо решить систему дифференциальных уравнений (энергии, движения), замкнутых крайевыми условиями.

Уравнение энергии в цилиндрической системе координат для областей 1–2 и 4–6 имеет вид

$$\rho_i C_i \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} \right) = \frac{1}{r} \left[\frac{\partial \lambda_i}{\partial r} r \frac{\partial T}{\partial r} + \lambda_i \frac{\partial T}{\partial r} + \lambda_i r \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right], \quad (i = 1, 2, 4 - 6), \quad (1)$$

где ρ – плотность; C – теплоемкость; T – температура; τ – время; λ – теплопроводность; r – радиус.

Уравнение энергии в цилиндрической системе координат для области 3 имеет вид

$$\rho C \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right)$$

или

$$\rho C \left(\frac{\partial T}{\partial \tau} + V_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{1}{r} \left[\frac{\partial \lambda}{\partial r} r \frac{\partial T}{\partial r} + \lambda \frac{\partial T}{\partial r} + \lambda r \frac{\partial^2 T}{\partial r^2} \right], \quad (2)$$

где V_z – скорость нефти в насосно-компрессорной трубе (ось z).

Уравнение движения в цилиндрической системе координат для области 3 имеет вид

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial V_z}{\partial r} \right) = \frac{1}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (3)$$

где P – давление, μ – вязкость, $\mu = f(T)$.

Расход Q_z (дебит) определяется как

$$Q_z = \rho \int_{r_2}^{r_3} V_z \partial r. \quad (4)$$

Граничные условия (см. рис. 1) следующие:

$$1. \lambda_{\text{из}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_1} = P_{\text{ж}}, \text{ где } P_{\text{ж}} - \text{плотность теплового потока, исходящего из токопроводящей жилы в изоляцию, } P_{\text{ж}} = I_{\text{ж}}^2 R_{\text{ж}} / S_{\text{пов}}, \text{ где } I_{\text{ж}} - \text{ток, } R_{\text{ж}} - \text{электрическое сопротивление токопроводящей жилы, } S_{\text{пов}} - \text{площадь поверхности токопроводящей жилы длиной 1 м; } \lambda_{\text{из}} - \text{теплопроводность изоляции.}$$

2. $\lambda_{\text{из}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_2} = \lambda_{\text{нефть}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_2}$ на границе раздела «изоляция – нефть, движущаяся в НКТ», где $\lambda_{\text{нефть}}$ – теплопроводность нефти.

3. $\lambda_{\text{нефть}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_3} = \lambda_{\text{параф}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_3}$ на границе раздела «нефть, движущаяся в НКТ, – парафиновые отложения на внутренней поверхности НКТ», где $\lambda_{\text{параф}}$ – теплопроводность парафина, λ_{Fe} – теплопроводность стали.

4. $\lambda_{\text{параф}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_4} = \lambda_{\text{Fe}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_4}$ – на границе раздела «парафиновые отложения на внутренней поверхности НКТ – стенка НКТ», где λ_{Fe} – теплопроводность стали.

5. $\lambda_{\text{Fe}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_5} = \lambda_{\text{нефть}} \left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=r_5}$ – на границе раздела «внешняя поверхность НКТ – нефть (выше динамического уровня – воздух) в межтрубном пространстве».

6. $T|_{r=r_6} = T_0$, на внутренней поверхности обсадной колонны температура равна геотерме.

7. $\left. \frac{\partial T}{\partial r} \right|_{r=0} = 0$, так как задача осесимметричная.

8. $V_z|_{r=r_2} = 0$ – на поверхности кабеля выполняется условие прилипания.

9. $V_z|_{r=r_3} = 0$ – на поверхности парафиновых отложений выполняется условие прилипания.

10. $V_z|_{r=r_4} = 0$ – на внутренней поверхности НКТ, там, где нет парафиновых отложений, выполняется условие прилипания.

По полученной модели процесса удаления АСПО была разработана программа, моделирующая удаление парафина в насосно-компрессорной трубе с учетом температурного поля и скорости движения нефти.

На рис. 2 представлено распределение температуры в скважине до и после включения нагревательного кабеля.

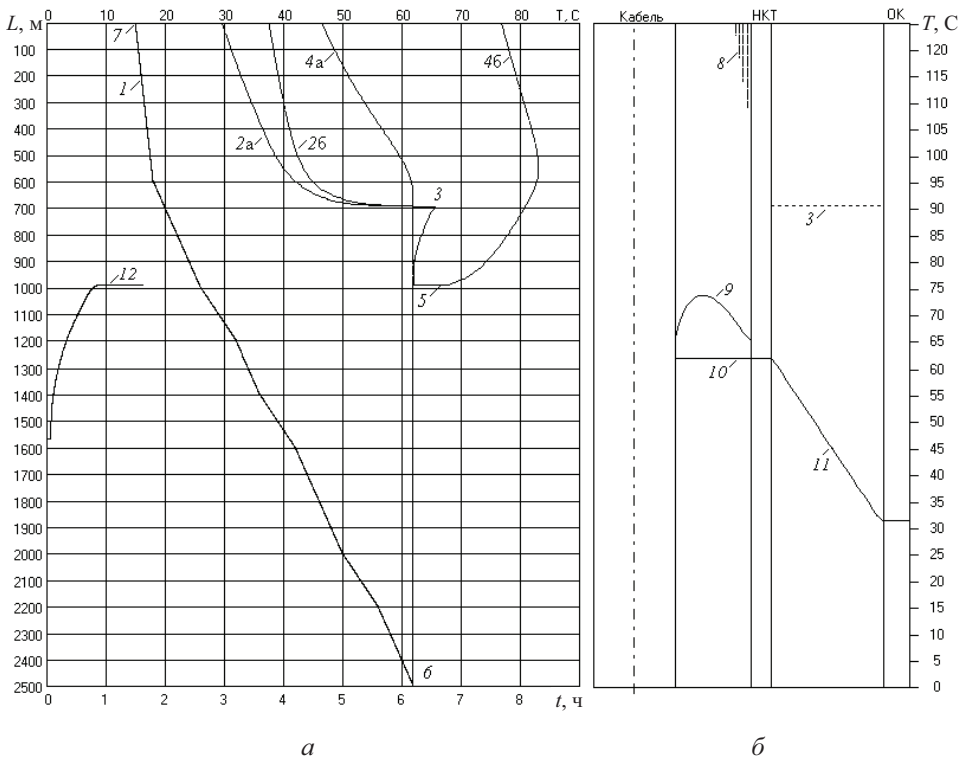


Рис. 2. Распределение температуры в скважине до (а) и после включения (б) нагревательного кабеля: 1 – геотерма; 2а – температура нефти на внутренней стенке НКТ до включения нагревательного кабеля; 2б – температура нефти на внутренней стенке НКТ после включения кабеля – 200 А; 3 – динамический уровень 700 м; 4а – температура токопроводящей жилы до включения нагревательного кабеля; 4б – температура токопроводящей жилы после включения нагревательного кабеля; 5 – длина нагревательного кабеля 1000 м; б – забой; 7 – устье; 8 – АСПО до включения кабеля; 9 – эпюра скорости движения скважинной жидкости; 10 – температура скважинной жидкости; 11 – температура в межтрубном пространстве; 12 – зависимость температуры на устье от времени

Распределение температуры от устья 7 (см. рис. 2) до забоя б представлено геотермой 1. Скважинная жидкость (нефть) движется от забоя к устью со скоростью 9 под действием УЭЦН (установка электропогружного центробежного насоса).

Распределение температуры на внутренней стенке НКТ до включения нагревательного кабеля представлено кривой 2а, температура токопроводящей жилы до включения нагревательного кабеля – кривой 4а. Динамический уровень находится на глубине 700 м (пунктирная линия 3). Нагревательный кабель опущен до глубины 1000 м. Нагрев был включен в момент времени $t = 0$. Кривая 12 показывает изменение температуры на устье скважины во время работы нагревательного кабеля. Через 1 ч температура на устье скважины вышла на стационарный режим и превысила температуру плавления парафина (в этом примере 35°C). Распределение температуры на внутренней стенке НКТ после включения нагревательного кабеля представлено кривой 2б, температура токопроводящей жилы после включения нагревательного кабеля – кривой 4б. Превышение температуры плавления АСПО по всей глубине на стенке НКТ приведет к ликвидации отложений.

Выводы:

1. Разработана модель температурного поля в нефтяной скважине с греющим кабелем, предназначенным для удаления отложений на стенке насосно-компрессорной трубы.
2. Модель позволяет рассчитать ток нагрева с учетом того, чтобы температура изоляции кабеля не превышала допустимую и в то же время происходило плавление парафина.
3. Модель учитывает распределение температуры по глубине скважины, дебит, теплофизические и реологические свойства скважинной жидкости.

Библиографический список

1. Малышев А.Г., Черемсин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием // Техника и технология добычи нефти. – 1997. – № 9.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / Нефтяной Бизнесцентр. – М., 2000. – 653 с.
3. Новый ряд углеводородных композитов для удаления АСПО / Н.М. Нагимов, Г.И. Ишкаев, А.В. Шарифуллин, В.Г. Козин // Нефтепромысловое дело. – 2001. – № 9.
4. Малышев А.Г., Черемсин Н.А., Шевченко Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиногидратообразованием // Техника и технология добычи нефти. – 1997. – № 9.

Получено 19.09.2011