

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

А.А. Шатохина, М.А. Мисюн

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

В настоящее время многие нефтегазовые месторождения в России находятся на поздней стадии разработки. В связи с этим нефть добывается большей плотности, обводнённости и с повышенным содержанием таких компонентов как парафины, асфальтены и смолы. При определенных условиях формирования они способны образовывать плотные образования, которые называют асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО).

На данный момент не выведено теории движения высоковязких нефтей, имеющей общепризнанное обоснование. На практике приходится пользоваться эмпирическими зависимостями, которые с определенной степенью точности, не всегда достаточной для практики, позволяют определять основные параметры транспортирования среды. Экспериментальные исследования закономерностей движения высоковязких нефтей необходимы для дальнейшего развития теории.

Для исследования движения материальных тел применяется феноменологическая макроскопическая теория, которая позволяет с достаточной для практики точностью решать задачи с помощью добытых из опыта закономерностей и теорий.

При построении модели движения нефти с учётом процессов парафинообразования автор [1] рассматривает модель неизотермического течения несжимаемой вязкой вязкопластичной жидкости в подземном трубопроводе с толщиной отложений парафина

$$\delta = D_2 - D \quad (1)$$

где:

D_2 – внутренний диаметр чистой трубы, м;

D – внутренний диаметр «живого» сечения запарафиненного нефтепровода, м

При этом математическая модель задачи об исследовании стационарного неизотермического течения нефти в трубопроводе при наличии отложений парафина на стенках трубы в безразмерном виде записывается в виде:

$$\frac{dP_1}{dX} = -\frac{dH}{dX} \cdot \frac{\beta\Omega}{\text{Re}_0^m} \left(\frac{\pi\nu}{4}\right)^{2-m} \frac{\exp(-A_1\theta)}{D^{m+1}} - \frac{16\tau_{01}\Omega\exp(-A_2\theta)}{3D}; \quad (2)$$

$$\frac{d(D^2V)}{dX} = 0;$$

$$\frac{d\theta}{dX} = -\frac{4St\theta}{D} + R \left[\frac{\beta}{\text{Re}_0^m} \left(\frac{\pi\nu}{4}\right)^{2-m} \frac{\exp(-A_1\theta)}{D^{m+1}} - \frac{16\tau_{01}\exp(-A_2\theta)}{3D} \right];$$

$$\Sigma = 1 - D;$$

$$\frac{\tau_{c\partial_0}}{\theta_{кр} - \theta_0} = \frac{3}{16} \left(\frac{\pi\nu}{4}\right)^{2-m} \frac{\exp(-A_1\theta)}{\text{Re}_0^m D^m} + \tau_{01}\exp(-A_2\theta);$$

$$D \leq 1.$$

Используются следующие безразмерные комплексы:

$$P_1 = \frac{P}{\rho g D_2}; \theta = \frac{T - T_{окр}}{T_n - T_{окр}}; D = \frac{D}{D_2}; V = \frac{v}{v_{нач}}; X = \frac{x}{D_2}; H = \frac{H_6}{D_2}; \beta = \beta g; \Omega = \frac{v_{нач}^2}{g D_2}; \text{Re}_0 = \frac{v_n D_2}{\nu_0}; D_{нар} \approx D_2;$$

$$v_0^m = v_1^m \exp(A_1\theta_0); \theta_0 = \frac{T_0 - T_{окр}}{T_n - T_{окр}}; A_1 = ma_1(T_n - T_{окр}); \tau_{01} = \frac{\tau_{01}\exp(A_2\theta_0)}{\rho v_n^2}; A_2 = a_2(T_n - T_{окр}); \Sigma = \frac{D}{D_2};$$

$$St = \frac{k}{\rho c v} = \frac{2\lambda_1 St_0 D}{2\lambda_1 - \alpha_{нар} D_2 \ln D}; St_0 = \frac{\alpha_{нар}}{\rho c v_n}; \theta_{кр} = \frac{T_{кр} - T_{окр}}{T_n - T_{окр}}; \tau_{c\partial_0} = \frac{\tau_{c\partial_0}}{\rho v_n^2}; \text{Re} = \frac{v_n^2}{c(T_n - T_{окр})}.$$

где:

P – давление в нефтепроводе, Па;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

- T – температура транспортируемой жидкости, К;
 $T_{\text{оок}}$ – температура окружающего трубопровод грунта, К;
 T_a – температура в начале рассматриваемого участка, К;
 v – скорость транспортируемой среды, м/с;
 $v_{\text{оок}}$ – скорость транспортируемой среды в начале рассматриваемого участка, м/с;
 x – координата, м;
 H_0 – высота местности над уровнем моря, м;
 β и m – коэффициенты, зависящие от режима транспорта;
 ν – кинематическая вязкость транспортируемой среды, м/с;
 k – коэффициент теплопередачи, Вт/(мК);
 c – удельная теплоемкость, Дж/(кгК);
 λ_1 – коэффициент теплопроводности слоя парафина, Дж/(м·с·К);
 $\alpha_{\text{оок}}$ – коэффициент теплоотдачи наружного слоя трубопровода, Вт/(м²·К)
 $\tau_{\text{оок}}$ – напряжение сдвига вещества пристенного слоя при $T = 273$ К, Н/м²;

При использовании данной математической модели автором были получены следующие графики, иллюстрирующие распределение давления (рисунок 1) и температуры (рисунок 2) по длине трубопровода при различных значениях параметра Σ .

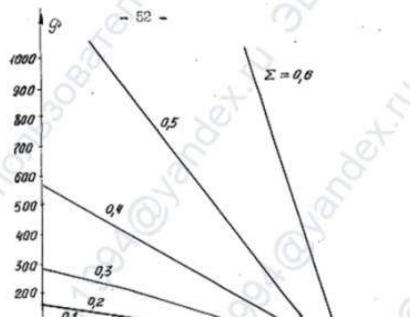


Рис. 1. График распределения давлений при различных значениях Σ [1]

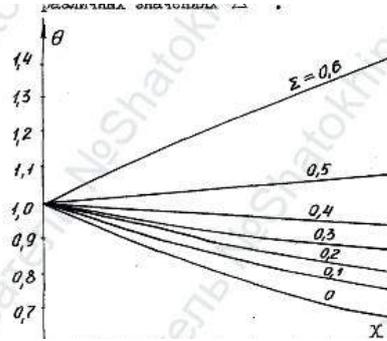


Рис. 2. График распределения температуры среды при различных значениях Σ [1]

Анализируя данные рисунки можно сделать вывод, что чем выше значение параметра Σ (чем больше слой АСПО в трубопроводе), тем больше возрастает давление по длине трубопровода. При значениях $\Sigma > 0,5$ температура транспортируемой среды будет возрастать за счет теплоизолирующей способности парафиновых отложений и увеличение трения в трубопроводе.

Для более точного описания движения нефти в трубопроводе автором [2] предложено использование понятия многоскоростного континуума для описания гетерогенной среды.

В заключение следует отметить, что транспорт высоковязких нефтей требует повышенного внимания как в теоретическом, так и в опытным изучении. Существующие методы описания движения могут быть дополнены новыми теоретическими и практическими сведениями, которые дают более полное понимание процесса движения нефтей в случае турбулентного и ламинарного режима, а также процесса образования и роста парафиновых отложений, что позволит существенно продвинуться в прогнозировании толщины АСПО при различных условиях транспорта.

Литература

1. Нестеренкова Л.А. Математическое моделирование установившегося неизотермического течения высоковязкой нефти в трубопроводе: Диссертация канд. техн. наук. Алма-Ата, 1984;
2. Нигматулин Р.И. Основы механики гетерогенных сред; Главная редакция физико-математической литературы издательства «Наука», М., 1978;
3. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268с.;
4. Тарасов М.Ю. Трубопроводный транспорт тяжёлых нефтей: влияние термообработки и депрессаторов на реологические свойства/ М.Ю.Тарасов, А.Е.Зенцов, Е.В. Портнягина // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. – №6. – С. 34-38;
5. Трясцин Р.А. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высоковязких нефтей. – Тюмень, 2006. – 148 с.;
6. Халикова Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Диссертация канд. техн. наук. Казань, 2008.