

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

$$\alpha_{i+1} = \frac{B_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad \beta_{i+1} = \frac{A_i B_i + F_i}{C_i - \alpha_i A_i}, \quad i = 1, 2, \dots, N-1 \quad (12)$$

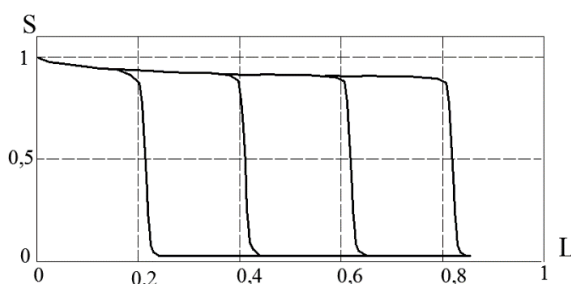
Затем выполняется обратный ход, дающий значения насыщенности:

$$s_i = \alpha_{i+1} s_{i+1} + \beta_{i+1}. \quad (13)$$

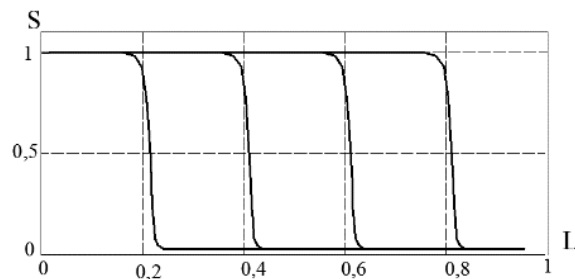
Прогночные коэффициенты α_1, β_1 находим из краевого условия на левом конце, s_N находим из краевого условия на правом конце и последнего из уравнений (11) при $i = N-1$

$$s_0[0] = 1, \alpha_1 = 0, \beta_1 = s_0[0], \quad s_N = \frac{v_2 + \chi_2 \beta_N}{1 - \chi_2 \alpha_N}.$$

Вычислительный алгоритм реализуется при помощи компьютерной модели. Построенная модель позволяет определить значения насыщенности s_i и скорости фильтрации загрязнителя в грунте. Для исследования фильтрации были выбраны песок и суглинок.



**Рис. 3 Динамика распространения фронта
загрязнения насыщенности (S) в зависимости от
глубины (L) в суглинок**



**Рис. 4 Динамика распространения фронта
загрязнения насыщенности (S) в зависимости от
глубины (L) в песок**

Установлено, что скорость фильтрации у песка была больше, чем у суглинка (время фильтрации в песок на глубину 1 метр составило 22 часа, а для суглинка время фильтрации составило 39 часов).

Сопоставления результатов расчета по представленной модели фильтрации с экспериментальными данными показывают, что модель адекватна реальному процессу загрязнения. При известных фильтрационных свойствах среды модель успешно описывает интенсивность миграции и динамику распространения различных загрязнителей.

Литература

1. Бочаров О.Б. Сравнение модели фильтрации несмешивающихся жидкостей с фазовыми подвижностями с моделью Маскета-Левеверетта / О. Б. Бочаров, И. Г. Телегин // Теплофизика и аэромеханика. 2004. – С. 597 – 605.
2. Молокова Н.В. Математическое моделирование процессов нефтезагрязнения пористой среды // Вестник Сибирского государственного аэрокосмического университета. Вып. 5. – Красноярск, 2010. – С. 142 – 148.
3. Тихонов А.Н. Разностные методы решения многомерных задач. – М.: Наука, 1989. – 320 с.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ИНТЕНСИВНОСТЬ ТЕПЛООБМЕНА И ГИДРОДИНАМИКУ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Д.Р. Шабаев, К.Г. Федюшкин

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. На сегодняшний день наиболее эффективным средством транспортировки нефти и нефтепродуктов является трубопроводный транспорт. Очень важно снизить экономические затраты на перекачку нефтей и нефтепродуктов, а для этого необходимо учитывать факторы, влияющие на теплообмен и гидродинамику при движении нефти по трубопроводу. На гидродинамику и теплообмен влияют множество факторов такие как вязкость, температура, плотность нефти, шероховатость, различные примеси и др.

Следует заметить, что в настоящее время на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири все больше вовлекается в добычу высокопарафинистая и высоковязкая нефть, которая является высокозастывающей,

т.е. теряющей обычные свойства жидкости при таком значении температур, при которых обычно ведется перекачка нефтей по нефтепроводам [1]. Транспорт таких нефтей является серьезной инженерной и экономической проблемой - необходимо обеспечить своевременную и бесперебойную доставку нефти и нефтепродуктов к местам переработки и потребления.

Высокопарафинистые нефти также создают другую не менее значимую проблему при транспортировке нефти, это асфальтосмолистопарафинистые отложения, которые в свою очередь оказывают негативное влияние на перекачку нефтей.

Целью данной работы является анализ влияния такого фактора как асфальто-смолисто-парафиновые отложения на теплообмен и гидродинамику при перекачке нефтей.

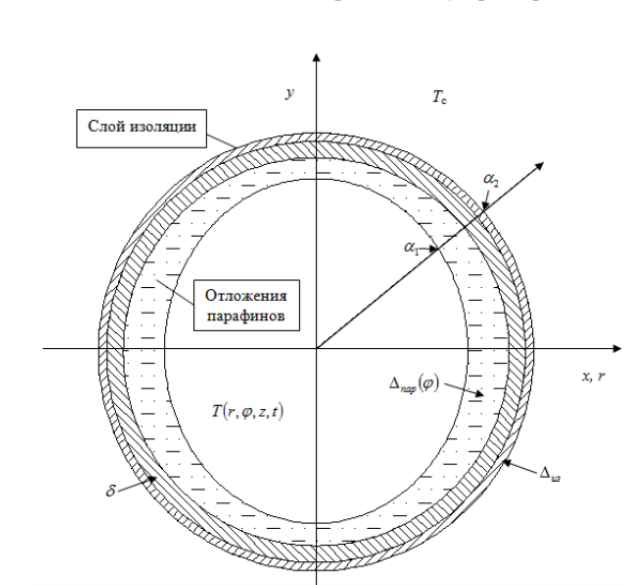


Рис. 1 АСПО на стенках нефтепровода

показателя текучести, описывающего отклонение от линейного характера изменения кривой текучести после превышения предела текучести и вязкости, от температуры соответственно.

Так как нефтепровод имеет значительно больший радиус, чем толщина отложений слоев парафина, стенок трубы и слоя изоляции, то в расчетах будем использовать формулу для плоской стенки.

Граничные условия в безразмерном виде запишутся следующим образом:

$$T|_{z=0} = T_0; \frac{\partial T}{\partial r}|_{r=0} = 0; \frac{\partial T}{\partial r} + Bi(\varphi)(T - T_c)|_{r=R} = 0.$$

где $Bi(\varphi)$ – безразмерный критерий Био, равный $Bi(\varphi) = \frac{\alpha(\varphi)R}{\lambda}$, где $\alpha(\varphi)$ – коэффициент теплоотдачи от жидкости во внешнюю среду, равный коэффициенту теплопередачи $k(\varphi)$, рассчитываемому по формуле:

$$k(\varphi) = \left(\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\Delta_{пар}(\varphi)}{\lambda_{пар}} + \frac{\delta}{\lambda_r} + \frac{\Delta_{из}}{\lambda_{из}} + \frac{1}{\alpha_2} \right)^{-1}$$

где $\Delta_{пар}(\varphi)$ – неравномерный слой отложения парафинов; α_1 – коэффициент теплоотдачи от потока нефти к слою парафина; α_2 – коэффициент теплоотдачи от слоя изоляции в окружающую среду; λ_r – теплопроводность трубопровода; δ – толщина стенки трубопровода; $\Delta_{из}$ – толщина слоя изоляции; $\lambda_{из}$ – теплопроводность изоляции; $\lambda_{пар}$ – теплопроводность парафина.

Дифференциальное уравнение Навье-Стокса в безразмерном виде выглядит следующим образом: (2)

$$w_{cp} \rho R \frac{\partial w}{\partial t} + w_{cp}^2 \rho \frac{\partial w}{\partial z} r = \frac{\partial}{\partial r} \left(r \mu(T) \frac{w_{cp}^{n(T)}}{R^{n(T)}} \left| \frac{\partial w}{\partial r} \right|^{n(T)-1} \frac{\partial w}{\partial r} \right) - \frac{\partial}{\partial r} (r \tau_0(T))$$

со следующими граничными и начальными условиями $w|_{r=R} = 0; w|_{t=0} = 0; \frac{\partial w}{\partial r}|_{r=0} = 0$

Эмпирические зависимости вязкости $\mu(T)$, предельного напряжения сдвига $\tau_0(T)$ и показателя текучести $n(T)$ от температуры согласно [2] представляются функциями вида:

$$f(T) = a e^{bT}$$

где a, b – коэффициенты, которые зависят от свойств нефти.

Детали

Предполагаем гидродинамически стабилизированное течение жидкости (нефти), режим течения – ламинарный.

моделирования.

Уравнение изменения поля температуры представляется в форме Фурье=Кирхгофа в условиях неньютоновской реологии. Поле скорости связано с определением решения по уравнениям Навье-Стокса. Безразмерная форма уравнения тепловых процессов следующая:

$$\frac{c_p \rho R^2}{\lambda} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{c_p \rho w_{cp} R}{\lambda} w \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + R^2 \left(\mu(T) \left| \frac{w_{cp}}{R} \frac{\partial w}{\partial r} \right|^{n(T)+1} + \tau_0(T) \left| \frac{w_{cp}}{R} \frac{\partial w}{\partial r} \right| \right) + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 T}{\partial \varphi^2}$$

где λ – теплопроводность нефти; c_p – удельная теплоемкость нефти; ρ – плотность

нефти; R – радиус трубопровода; w_{cp} – средняя скорость течения нефти; w – функция распределения скорости нефти по длине трубопровода и его сечению; $\tau_0(T)$, $n(T)$, $\mu(T)$ – зависимости предельного напряжения сдвига,

**СЕКЦИЯ 17. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ
И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА. ПОДСЕКЦИЯ 1. МЕТОДЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

Расчет параметров высокопарафинистой нефти был проведен в программе Matlab методом конечных элементов. Реологические зависимости $\mu(T)$, $\tau_0(T)$, $n(T)$ от температуры, для нашей работы, были заимствованы из [2] и они описываются следующим образом:

$$\begin{aligned}\mu(T) &= 0,0943e^{-0,0591T} \\ \tau_0(T) &= 9,1449e^{-0,1173T} \\ n(T) &= 0,834e^{0,00117T}\end{aligned}$$

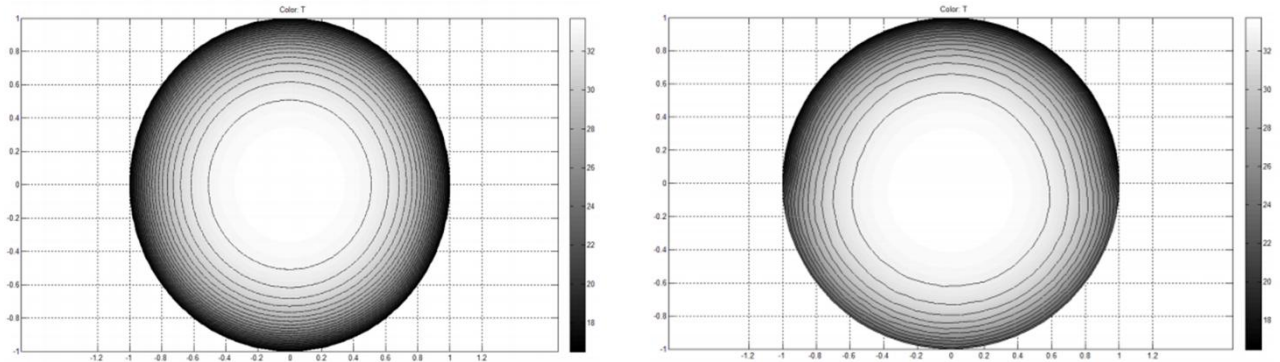


Рис. 2 Теплообмен в трубопроводе: а) - при наличии равномерного слоя парафина, б) - при наличии неравномерного слоя парафина.

На рисунке 2 представлены результаты моделирования теплообмена между нефтью, транспортируемой по нефтепроводу диаметром 219 мм с толщиной стенки 9,5 мм, и окружающей средой ($T_c = 0^\circ\text{C}$). Анализируя полученные результаты можно сказать, что парафины, которые образуются на стенках нефтепровода, влияют непосредственно на теплообменные процессы с окружающей средой. В результате этого мы можем предположить, что оптимальную теплоизоляцию можно обеспечить нанесением переменного по толщине защитного слоя на нефтепровод.

Влияние АСПО на течение нефти и нефтепродуктов было подробно исследовано в [4]. В качестве эксперимента было взято 5 нефтей с разных месторождений, с различными реологическими свойствами. $\nu_1 < \nu_2 < \nu_3 < \nu_4 < \nu_5$

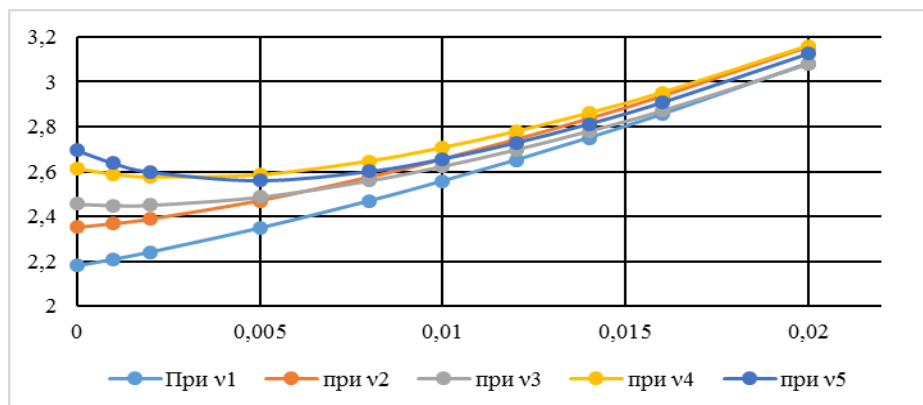


Рис. 3 Зависимость потери напора по длине от толщины слоя парафиновых отложений

Было установлено, что максимальные потери напора по длине наблюдаются при наибольшей вязкости и наибольшей толщине слоя АСПО.

Результаты. Анализируя данные представленные на рисунке 3, нужно заметить, что парафиновые отложения на внутренней поверхности трубопровода по-разному влияют на гидравлические характеристики трубопровода. Так, например, при наименьшей вязкости зависимость потерь напора от толщины слоя АСПО, имеет практически линейный характер, и при повышении вязкости график зависимости приобретает параболический вид. Для невязких нефтей АСПО из-за уменьшения эффективного диаметра снижают пропускную способность трубопровода. Для высоковязких нефтей, при определенной толщине отложений парафина (до 5 мм) за счет его низкой теплопроводности даже снижают потери напора по длине. Парафиновые отложения в такой ситуации являются дополнительной изоляцией.

Заключение. Заметим, что АСПО не только ухудшают характеристики трубопровода при перекачке нефтей, но также могут оказывать положительное воздействие на перекачку. Поддержание слоя парафина оптимальной толщины способствует снижению гидравлического сопротивления, скорости остывания нефти и рассеивания тепла потока в окружающую среду.

Литература

1. Коршак А.А. Специальные методы перекачки. Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2001. 208 с.
2. Трапезников С.Ю., Лушкин К.А. Исследование теплообмена высоковязкой нефти в надземном трубопроводе. Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал) 2011. С.267-270.
3. Николаев А.К., Климов В.И. Выбор рациональной температуры подогрева высоковязкой и высокостыкующей нефти при перекачке по трубопроводу. Записки Горного института. 2016. Т.217.С.50-54
4. Докукин В.П., Лушкин К.А. Влияние парафиновых отложений на гидравлические характеристики нефтепровода. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2011. №2. С.71-74

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

М.Н. Шатова

Научный руководитель – профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение. Применение стандартных методов разработки не позволяет эффективно извлекать запасы, содержащиеся в поровом пространстве нетрадиционных залежей углеводородов. В настоящее время актуальны научные исследования, связанные с термическими методами повышения нефтеотдачи, в том числе с технологией термогазового воздействия на непроницаемые нефтематеринские породы, содержащие органическое вещество. Данная технология требует комплексного подхода при ее моделировании, что связано с одновременным решением нескольких задач [7, 10]: 1) повышение подвижности нефти из проницаемых интервалов пласта; 2) формирование дополнительного пустотного пространства (трещиноватость, вторичная пористость); 3) конверсия керогена в легкую нефть за счет инициирования пиролитических процессов.

Цели работы: исследовать технологии термогазового воздействия как эффективного метода увеличения нефтеотдачи пластов баженовской свиты; проанализировать эффективность существующих подходов к математическому моделированию; ввести уточнения к модели неізотермической фильтрации многокомпонентной системы, сопровождающейся фазовыми переходами, геохимическими процессами, кинетикой преобразования керогена в нефть и кокс в рамках идей [4]; экспериментально изучить эффекты влияния высоких температур на фильтрационно-емкостные свойства керогенсодержащие породы залежей баженовской свиты.

Моделирование в керогенсодержащем пласте. Для того чтобы описать сложный процесс фильтрации в керогенсодержащем пласте с учетом генерации подвижных углеводородов из керогена, требуется построение модели многофазной (гетерогенной) системы, в которой каждая фаза, в свою очередь, моделируется многокомпонентной гомогенной смесью [8]. Кроме того, процесс преобразования углеводородов подразумевает наличие фазовых переходов, которые сопровождаются разрывом химических связей. Данный процесс является изотермическим, поэтому возникает необходимость в решении неізотермической задачи, учете притока тепла. Основные уравнения, используемые при составлении модели:

Уравнение, описывающее разложение керогена [9]:

$$\frac{\partial \theta_K}{\partial t} = -S(\theta_K, T), \quad (1)$$

где θ_K – объемная доля керогена; $S(\theta_K, T)$ – скорость разложения керогена, которая описывается уравнением Аррениуса:

$$S = A \cdot \theta_K \exp\left(-\frac{E}{RT}\right), \quad (2)$$

где E – энергия активации; A – предэкспоненциальный множитель; T – температура; R – универсальная газовая постоянная.

Уравнение баланса массы в задаче многофазной фильтрации в двухслойном коллекторе [9]:

$$\frac{\partial \rho_\alpha}{\partial t} + \nabla J_\alpha = 0, \quad (3)$$

где ρ_α – массовая плотность элемента α (О, С, Н, N), отнесенная к единице объема слоя; J_α – плотность потока элемента α , отнесенная к единице площади сечения слоя

Уравнение сохранения массы фаз [8]:

$$\frac{\partial (\rho_i^0 s_i m)}{\partial t} + \text{div}(\rho_i^0 s_i m \vec{v}_i) = \sum_j J_{ji} \quad (4)$$

ρ_i^0 – истинная плотность i -ой фазы; s_i – насыщенность пористой среды i -ой фазой; m – пористость; $\vec{v}_i$ – среднемассовая скорость i -ой фазы; J_{ji} – интенсивность перехода массы из j -ой в i -ую фазу.

Уравнение баланса энергии:

$$\frac{\partial E}{\partial t} + \nabla J = 0, \quad (5)$$

где E – плотность энергии; J – плотность потока энергии.

Уравнение притока тепла [8]:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\sum_i \alpha_i \rho_i^0 c_i T] + \text{div} [\sum_i w_i \rho_i^0 c_i T] = \sum_i \text{div} (\lambda_i \text{grad } T) - \sum_i \sum_j J_{ji} W_i \quad (6)$$