

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

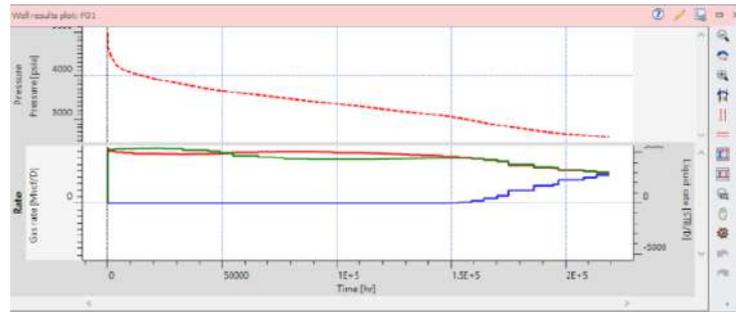


Рис.1 График давления и дебитов

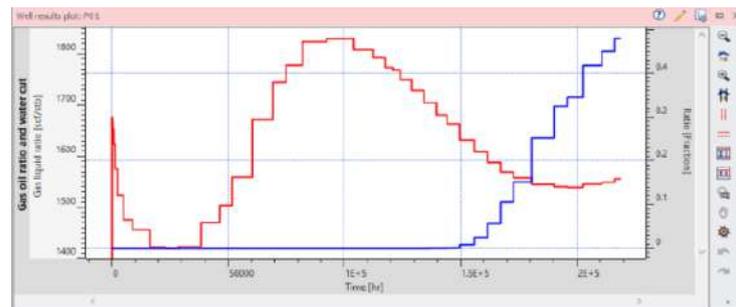


Рис.2 График соотношения газового фактора и обводнённости продукции скважины

Результаты. Анализируя данные представленные на рисунке 1 можно сделать вывод о том, что при длительной эксплуатации будет происходить закономерное, медленное снижение дебита нефти и газа. При сохранении установившегося режима работы скважины фронт заводнения достигнет контура питания добывающей скважины примерно через 17 лет, после чего на графике отмечается резкий рост обводнённости продукции скважины, и, соответственно, резкое снижение дебитов по нефти и газу.

Далее на графике представленном рисунке 2 отчётливо видно равномерное снижение значения газового фактора в первые 100 дней работы скважины, что связано с резким ростом дебита нефти и снижением дебита газа в данный период, что отчётливо видно на предыдущем графике. Далее наблюдается равномерный рост газового фактора в период до 11 лет, т.к. в течение этого времени добыча газа практически не менялась на фоне более существенного темпа падения отбора нефти. Дальнейшее снижение газового фактора обусловлено одновременным падением дебитов нефти и газа.

Заключение. В заключении стоит сказать, что ходе работы в программном комплексе Rubis была построена гидродинамическая модель объекта разработки, планируемого к введению в эксплуатацию на Каменном нефтяном месторождении. Данная модель строилась исходя из следующих допущений: модель изотермическая; свойства пропластков, слагающих моделируемый пласт гомогенны по всему объёму; радиальный режим притока в дренируемой зоне по всей эффективной толщине пласта; эффективная толщина пласта постоянна; q и k - постоянны (не зависят от давления); сжимаемость жидкости мала и постоянна; вязкость постоянна; маленький градиент давления; гравитационные силы пренебрежимо малы.

Литература

1. Numerical Multiphase PTA / Vincent Artus; Gérard Pellissier; Olivier Allain – 29 с.
2. Теория фильтрации / Государственная академия нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва – В.М. Ентов. – 8 с.
3. Практическое моделирование нефтегазовых пластов / Карлсон М.Р.; Тарасова П.А.; Торопова К.В. – 944 с.
4. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений / 2014 г – 146 с.

ЭВОЛЮЦИЯ ПОТОКА В ТРУБОПРОВОДЕ В УСЛОВИЯХ ИНЕРЦИОННО-ВЯЗКОСТНОГО РЕЖИМА ТЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД

Н.С. Маношкин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет г. Томск, Россия

Важным условием надежной эксплуатации магистральных трубопроводов является тепловой расчет. Исследование теплообмена в трубопроводе, проходящем в районе Крайнего Севера, является неотъемлемой частью проектирования. С учетом данных теплового расчета определяют распределение температуры магистрального трубопровода по его длине, а также интервалы установки тепловых станций.

Известно [1-3], что физические свойства углеводородной среды изменяются во времени и по координатам, вследствие изменения температуры. В таких условиях справедливы результаты, полученные в предположении о постоянстве физических свойств. Так как изменение физических свойств с температурой существенно влияет на поля температуры и скорости, исследование разности температур представляет практический интерес. При изменении профиля скорости, меняется профиль температуры, теплоотдача и сопротивление трения по сравнению с их значениями при постоянных физических свойствах.

Рассмотрим теплообмен нефти Уренгойского месторождения, транспортируемой по магистральному нефтепроводу в условиях Крайнего Севера. Для капельных жидкостей в обычных условиях наиболее сильно изменяется с температурой коэффициент динамической вязкости. Поэтому ограничимся учетом изменения одной лишь вязкости, полагая остальные физические свойства постоянными.

В расчетах приняты следующие допущения:

- ширина трубы h существенно больше толщины теплового пограничного слоя Δ ;
- течение жидкости и процесс теплообмена стационарны;
- плотность жидкости сохраняется при изменении давления;
- температура углеводородной среды на входе постоянна и равна T_0 ;
- температура поверхности стенки трубы магистрального трубопровода постоянна и равна T_w ;
- отсутствуют внутренние источники тепла.

Поставленной задаче соответствует следующая математическая модель [1-2]:

$$w_x \frac{\partial t}{\partial x} + w_y \frac{\partial t}{\partial y} = a \frac{\partial^2 t}{\partial y^2}; \quad (1)$$

$$\rho \left(w_x \frac{\partial w_x}{\partial x} + w_y \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\mu \frac{\partial w_x}{\partial y} \right) + \frac{\partial \mu}{\partial x} \cdot \frac{\partial w_x}{\partial x} + \frac{\partial \mu}{\partial y} \cdot \frac{\partial w_x}{\partial x}; \quad (2)$$

$$\frac{\partial w_x}{\partial x} + \frac{\partial w_y}{\partial y} = 0; \quad (3)$$

$$\frac{1}{\mu} = a_0 + a_1 t + a_2 t^2 + \dots + a_m t^m. \quad (4)$$

где $a_0, a_1, a_2, \dots, a_m$ – константы, зависящие от интервала температур и рода жидкости.

Граничные условия представляют собой систему уравнений в безразмерном виде, представленную ниже [1-2].

$$\text{при } X \geq 0 \text{ и } Y = 0 \quad \Theta = 0, W_x = W_y = 0; \quad (5)$$

$$\text{при } X \geq 0 \text{ и } Y \geq k \quad \Theta = 1, \frac{\partial W_x}{\partial Y} = 0; \quad (6)$$

$$\text{при } X \geq 0 \text{ и } Y = 1 \quad \frac{\partial W_x}{\partial Y} = 0. \quad (7)$$

Где $\Theta = \frac{T - T_w}{T_0 - T_w}$, $W_x = \frac{w_x}{\bar{w}}$, $W_y = \frac{w_y}{\bar{w}}$, $X = \frac{x}{r_0}$, $Y = \frac{y}{r_0}$, $k = \frac{\Delta}{r_0}$ – безразмерные величины.

Так как исследуемая жидкость движется в трубопроводе, проложенном в условиях Крайнего Севера и возможна аномально низкая температура окружающей среды, требуется поддержание температуры стенки нефтепровода постоянной. Примем, что температура стенки постоянна по поверхности и равна $T_w = 5^\circ\text{C}$, в то время как температура нефти на входе $T_0 = 40^\circ\text{C}$.

На рисунках ниже представлены результаты исследования теплообмена нефти на стационарном участке плоской трубы. Для сравнения представлены результаты как для вязкостно-инерционного течения нефти, так и для газовой фазы данной углеводородной среды (рис. 1-3).

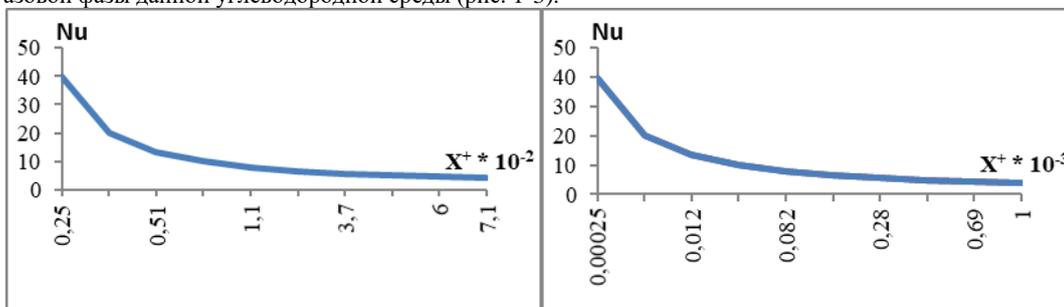


Рис.1 Распределение критерия Nu в зависимости от приведенной длины X^+ при условиях: $Re = 2300$, $T_0 = 40^\circ\text{C}$, $T_w = 5^\circ\text{C}$.

$$a - \text{жидкая фаза} \left(\frac{\mu_w}{\mu} = 17,15 \right) \quad b - \text{газовая фаза} \left(\frac{\mu_w}{\mu} = 0,049 \right)$$

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

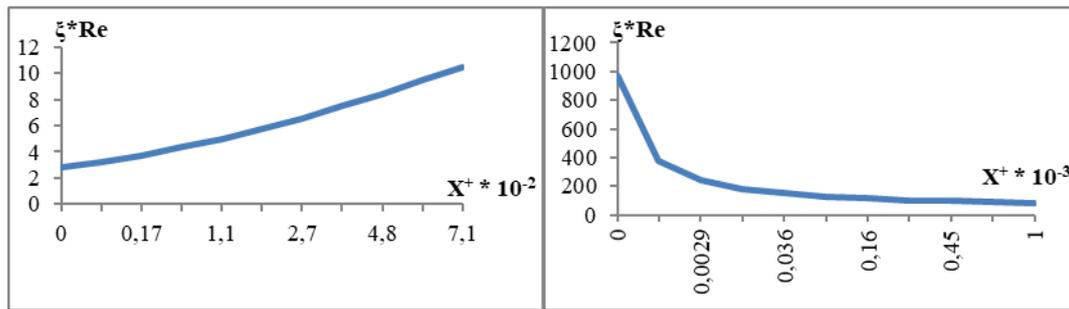


Рис.2 Зависимость коэффициента сопротивления ξ в трубопроводе в зависимости от приведенной длины X^+ при условиях, представленных на рисунке 1.

а – жидкая фаза б – газовая фаза

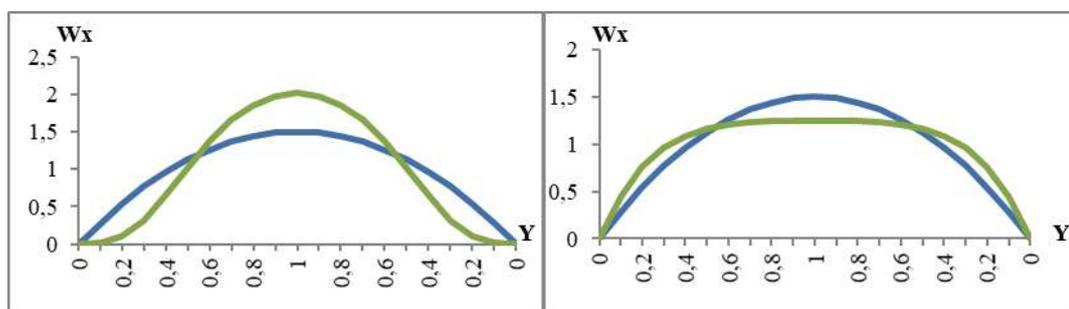


Рис.3 Распределение безразмерной осевой скорости W_x по поперечному сечению трубопровода в различных выделенных по длине сечениях Y .

а – жидкая фаза б – газовая фаза

Видно, что при $X \rightarrow \infty$ наблюдается стабилизация течения, охлаждение потока, при этом профиль скорости стремится к изотермическому течению. Данные условия коррелируются с реальными условиями транспортировки нефти в экстремальных условиях. Таким образом, методика расчета теплообмена углеводородной среды в трубопроводах может быть применена при прогнозах работы трубопровода в экстремальных условиях транспортировки продукта.

Литература

1. Бубенчиков А.М., Харламов С.Н. Математические модели неоднородной анизотропной турбулентности во внутренних течениях. – Томск: Томский государственный университет, 2001. – 448 с.
2. Петухов Б.С. Теплообмен и сопротивление при ламинарном течении жидкости в трубах. – Москва: Энергия, 1967. – 411 с.
3. Тарасов М.Ю., Примаков С.С., Бояркин В.Е. Проектные решения системы сбора и транспорта нефти из нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера // Нефтяное хозяйство, 2012. – № 2. – С. 98-101.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ГИДРОДИНАМИКИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ТЕЧЕНИЕМ ОДНОФАЗНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В ТРУБОПРОВОДАХ

Э.И. Насибуллин

Научный руководитель профессор С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтепроводы на данный момент представляют собой наиболее важный способ транспортировки нефти. Перманентное развитие методов разработки месторождений, позволяющих добывать трудноизвлекаемые флюиды, требуют и постоянного развития транспортировки, поскольку именно от нее зависят условия сообщения между добывающими скважинами и нефтепромысловой инфраструктурой. Именно по этой причине, в настоящее время столько внимания уделяются гидродинамическим закономерностям движения однофазных систем, изучение которых позволяет почти в полной мере контролировать процесс транспортировки и влиять на него.

Цель работы – Рассмотрение современных способов, направленных на сохранение температуры и энергии нефти, а также разработка методики, оценивающей влияние парафиноотложений в трубопроводах.