

$$V_{cp}(t) = \int_0^R V_r(r, t) 2\pi r dr = \frac{\pi R^4}{8\mu_h} \left(\rho \zeta \omega^2 e^{i\omega t} + \frac{\partial p}{\partial x} \right) \quad (4)$$

где $V_r = \mathbf{u} - \dot{\mathbf{s}}_t$ – относительная скорость сырой нефти относительно стенок капилляров, \mathbf{u} – скорость потока сырой нефти по направлению X

$$\frac{\partial mP}{\partial t} = \text{div} \left(\frac{k \rho_0 c^2}{\eta} \cdot \text{grad } P \right) \quad (5)$$

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \vec{V} \cdot \nabla C = D \Delta C + \frac{1}{\tau_c} \cdot (C - C_s(P, T)) \quad (6)$$

$$R = R_0 \exp \left(\frac{-t}{\tau_{eff}} \right) \quad (7)$$

Заключение. Описанная модель объясняет долговременный положительный эффект от акустического воздействия и позволяет объективно оценить роль теплового механизма при воздействии ультразвука. Учётный механизм *кольматажа* в пространстве около скважины позволяет проводить исследования с альтернативными механизмами ультразвукового воздействия.

Литература

1. Anna Abramova, Vladimir Abramov, Vadim Bayazitov, Artyom Gerasin, Dmitriy Pashin. Ultrasonic technology for enhanced oil recovery // Journal Engineering. – 2014. - №6. -P. 177–184.
2. Hongxing Xu. Experimental Study on Ultrasonic Treatment for Removal of Near Wellbore Damage and Technological Parameters Optimization // China University of Petroleum. - 2009.
3. Zheng Jiahong. The Analyse of Porous Media Permeability in Oil Stratum by Ultrasonic // Harbin Institute of Technology, China Academic Journal Electronic Publishing House. – 2010. -№7. -P.2.
4. Максимов Г.А., Радченко А.В. Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины // Электронный журнал «Техническая акустика»– 2003. -№10.
5. Муллакаев М. С., Абрамов В. О., Печков А. А., Еременко И. Л., Новоторцев В. М., Баязитов В. М., Есипов И. Б., Баранов Д. А., Салтыков А. А. Ультразвуковая технология повышения продуктивности низкодебитных скважин // Нефтепромысловое дело. - 2012. - №4. -С. 25-32

РАСЧЕТ ПЛОТНОСТИ ДЛЯ ГАЗОВОЙ И НЕФТЯНОЙ ФАЗ В ДВУХФАЗНОМ ПОТОКЕ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТРУБАХ

М.Р. Брыксин

Научный руководитель - профессор, д.ф.-м.н. С.Н. Харламов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность. На данный момент существует проблема успешного транспортирования углеводородов от места добычи к потребителям трубопроводным транспортом. Трубопроводы простираются на десятки и сотни километров, проходят через различные климатические, географические и природные условия. Для успешной эксплуатации трубопроводов и сохранения их на многие годы необходимо моделирование потока флюида в трубе с целью предсказания особенностей влияния этого флюида на материал труб. Заметим, что при транспортировке добываемой нефти и газа обычно возникают отдельные проблемы, связанные с обеспечением стабильного потока флюида, которые должны решаться надлежащим образом, чтобы обеспечить экономически эффективное производство. Все это требует создания методик корректного прогноза свойства флюида, его эволюции по каналу с произвольным режимом течения и взаимодействия со стенками трубопровода.

Анализ библиографических источников показывает, что на сегодняшний день существует достаточное количество работ по расчету свойств флюида в трубопроводах в однофазных средах, но лишь небольшое количество ориентировано на процессы в гетерогенных (двухфазных) системах. Соответственно, в этой теме все еще остается много проблем, требующих всестороннего анализа. Поэтому данная работа фокусируется на изучении свойств и параметров флюида, его состава, плотности при течении двухфазного газонефтяного потока в горизонтальных трубах

Целью данной работы является расчет плотности для газовой и нефтяной фаз в двухфазном потоке в горизонтальных трубах с использованием экспериментальных данных.

Свойства флюида в этом исследовании были получены с помощью прямых измерений, расчетов и термодинамического моделирования в программах PVTsim 19 и TUVAX из работы Ake Rittirong [1]. В качестве газовой фазы использовался природный газ, поставляемый компанией Oklahoma Natural Gas Company, а в качестве нефтяной фазы – конденсат Garden Banks. Состав Oklahoma Natural Gas приведен в таблице 1. Средняя молекулярная масса (MW) газовой фазы представляет собой средневзвешенное значение каждого компонента на основе его мольной доли.

Таблица 1

Состав газовой фазы по исследованию [1]

Компонент	Молярная масса	Массовая доля, %
Метан	16,04	84,5
Этан	30,07	6,5
Пропан	44,09	4
Бутан	58,10	2,5
Пентан	72,15	1,5
Гексан	86,17	0,5
CO ₂	44,01	0,5
Среднее значение	17,68	Итого: 100

Как видно из таблицы 1, в составе газа значительно преобладает метан, а также этан и пропан.

Состав нефтяной (капельной масляной) фазы в основном включает в себя углеводородные соединения с числом атомов углерода от 5 до 48 [1]. Плотность конденсата Garden Banks составляет 0,9683 г/см³, поэтому его можно отнести к тяжелым нефтям.

В данной работе используется процедура расчета плотности газа, представленная автором Londono и др. [2]. Плотность газа рассчитывается по

$$\rho = \frac{p \cdot MW}{z_G \cdot R_G \cdot T}, \quad (1)$$

где ρ – плотность при температуре (T) и давлении (p) [кг/м³], p – давление [Па], MW – молекулярная масса [кг/моль], z_G – коэффициент сжимаемости газа [-], T – температура [°C], и R_G – универсальная газовая постоянная (8,314 м²·кг·с⁻²·К⁻¹·Моль⁻¹).

Коэффициент сжимаемости рассчитывается по методу, предложенному специалистами из Калифорнийской ассоциации природного газа (CNGA), следующим образом [3]:

$$z_G = \frac{1}{1 + \frac{p \times 344400 \times 10^{1.785\gamma_G}}{T^{3.825}}}, \quad (2)$$

где z_G – коэффициент сжимаемости [-], p_{ave} – среднее давление [Па], γ_G – удельный вес газа (воздух = 1) [-], T – средняя температура газа [°C]; MW – молекулярная масса [г/моль].

Удельный вес газа рассчитывается по

$$\gamma_G = \frac{MW}{28.9625}. \quad (3)$$

Вычисленная плотность газовой фазы при давлении 2,413·10⁶ Па перепроверяется с помощью экспериментального моделирования на модельных установках PVTsim 19 и TUWAX из работы Ake Rittirong [1]. Результаты представлены на рис. 1.

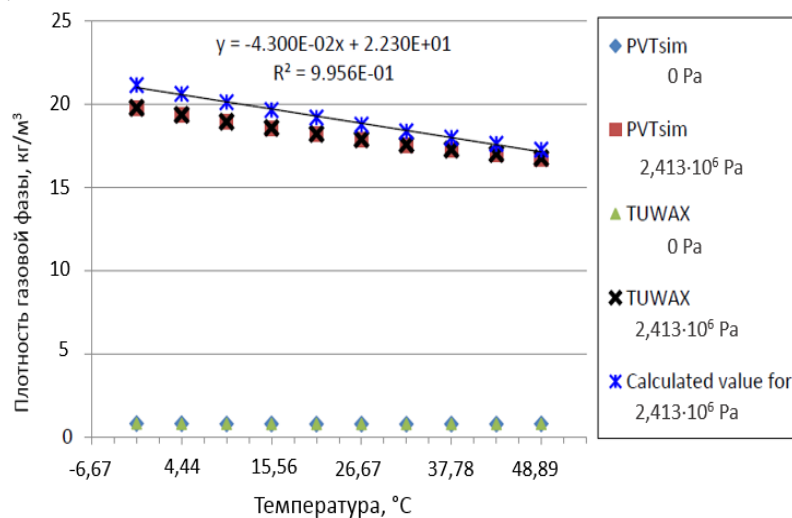


Рис. 1. Плотность газовой фазы [1]

Из рис. 1 видно, что при температуре от от -1,11 до 48,89 °С, плотность газа изменяется от 21 до 17 кг/м³ соответственно.

Нефтяная фаза в данном случае определяется как фаза, которая содержит как твердую, так и жидкую фракции. Плотность масляной фазы при 2,413·10⁶ Па была измерена с помощью расходомера Кориолиса в многофазной установке. Измеренные значения приведены на рис. 2, из которого видно, что плотность нефтяной фазы составляет от 828 до 811 кг/м³ при температуре от 26,67 до 48,89 °С соответственно.

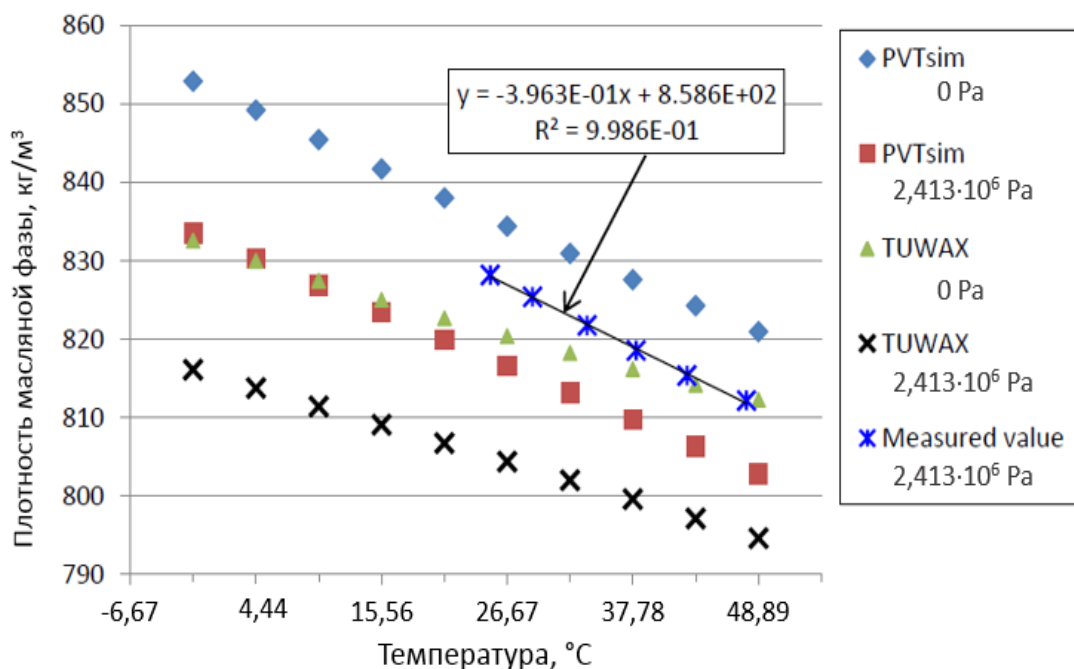


Рис. 2. Плотность нефтяной фазы [1]

Заключение. Таким образом, в результате данной работы были рассчитаны плотности газовой и нефтяной фаз в двухфазном потоке в горизонтальных трубах. Результаты были использованы в качестве условий однозначности для построения численной модели рассматриваемых процессов в трубах. К перспективам исследования следует наши замечания о моделировании гидродинамики и тепломассопереноса в двухфазном течении углеводородной смеси в трубах и взаимодействии потока со стенками канала и внешней средой.

Литература

1. Rittirong Ake. «Paraffin deposition under two-phase gas-oil slug flow in horizontal pipes» // Tulsa, Oklahoma: M.S. Thesis, University of Tulsa. – 2014.
2. Londono, F.E., Archer, R.A., Blasingame, T.A. 'Correlations for Hydrocarbon-Gas Viscosity and Gas Density– Validation and Correlation of Behavior using a Large-Scale Database,' SPE Reservoir Evaluation & Engineering, - 2005. -№ 75721-PA.
3. Menon S. and Menon P. Gas Pipeline Hydraulics. Trafford Publishing, USA. – 2013.