УДК 622.276.4

АНАЛИЗ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

ANALYSIS OF RHEOLOGICAL DEPENDENCIES USED IN THE DESIGN OF OIL AND GAS COLLECTING PIPELINES

Дроздов А.С.
аспирант кафедры разработки
и эксплуатации нефтегазовых месторождений
Тюменский индустриальный университе
dro3d96@gmail.com

Леонтьев С.А.
доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтегазовых месторождений
Тюменский индустриальный университет

Аннотация. При проектировании систем нефтегазосборных трубопроводов и технологических установок подготовки скважинной продукции большое значение имеют свойства добываемой эмульсии. На стадии проектирования не всегда представляется возможность экспериментально определить вязкость и физико-химические параметры водонефтяной эмульсии, а так же учесть все возможные изменения ее свойств в процессе разработки месторождения. С учетом этогов программах, предназначенных для моделирования, заложены несколько эмпирических зависимостей вязкости водонефтяной эмульсии. Был проведенанализ формул применяемых в комплексе Aspen Hysys.
При анализе применимости аналитических зависимостей проводилось сравнение расчетных с экспериментальными данными, которые были получены при физическом моделировании вязкость водонефтяной эмульсии Чаяндинского месторождения.
Анализ производился на сравнении значений, полученных с помощью эмпирических зависимостей и значениях полученных опытным путем, на ротационном вискозиметре при температуре T = 20 °C.

Ключевые слова: вязкость водонефтяной эмульсии, программный комплекс Aspen Hysys, расчет динамической вязкости, Чаяндинское месторождение, вязкость, высоковязкая нефть.

Drozdov A.S.
Post-graduate student
of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Tyumen Industrial University
dro3d96@gmail.com

Leontiev C.A.
Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Tyumen Industrial University

Annotation. When designing systems of oil and gas collecting pipelines and technological installations for the preparation of borehole products, the properties of the extracted emulsion are of great importance. At the design stage, it is not always possible to experimentally determine the viscosity and physico-chemical parameters of an oil-water emulsion, as well as to take into account all possible changes in its properties during the development of the field. With this in mind, several empirical dependences of the viscosity of the oil-water emulsion are laid down in the programs designed for modeling. The formulas used in the Aspen Hysys complex to determine the dynamic viscosity.
When analyzing the applicability of analytical dependencies, the calculated data were compared with experimental data obtained by physical modeling of the viscosity of the oil-water emulsion of the Chayandinsky field.
The analysis was carried out by comparing the values obtained using empirical dependencies and the values obtained experimentally on a rotary viscometer at a temperature of T = 20 °C.

Keywords: Oil-water emulsion viscosity, Aspen Hysys software package, dynamic viscosity calculation, Chayandinskoye field, viscosity, high-viscosity oil.

При проектировании систем нефтегазосборных трубопроводов и технологических установок подготовки скважинной продукции большое значение имеют свойства добываемой эмульсии. На стадии проектирования не всегда представляется возможность экспериментально определить вязкость и физико-химические параметры водонефтяной эмульсии, а так же учесть все возможные изменения ее свойств в процессе разработки месторождения. С учетом этого в программах, предназначенных для моделирования, заложены несколько эмпирических зависимостей вязкости водонефтяной эмульсии. Был проведенанализ формул применяемых в комплексе Aspen Hysys для определения динамической вязкости при различных температурах.

Вязкость нефти является наиболее важной физической характеристикой, поскольку она непосредственно влияет на ее текучесть (обратная вязкость). Вязкую нефть чрезвычайно сложно транспортировать по трубопроводам и трудно обрабатывать, что создает дополнительные проблемы при подготовке нефти. Вязкость является определяющей характеристикой при расчете таких технологических параметров, как:

– подвижность углеводородного сырья в продуктивном пласте во время добычи;
– скорость фильтрации этого сырья в резервуаре;

– при определении типа замещающего агента;
– для выбора мощности экстракционного насосного оборудования;
– при определении необходимых условий для транспортировки трубопроводов и т.д.

Высоковязкие марки нефти содержат много смол и асфальтенов, что значительно усложняет добычу и обработку такого сырья [2].

Программа AspenHysys быларазработан в 1996 году. В настоящий момент специалисты нефтегазовых отраслей применяют комплекс для создания стационарных моделей на этапе эскизного проектировании технологических систем, для анализа состояния аппаратов и предупреждения неисправностей, для оптимизации режимов функционирования системы, бизнес – планирования и управления предприятием. В расчетный комплексAspenHysys для описания поведения вязкости водонефтяной эмульсии заложены несколько моделей:

1. Бринкмана:

$$\mu_{отн} = (1 - V_f)^{-2,5};\ V_{инв} = \frac{1}{1+R_v};\ R_v = (\frac{\mu_н}{\mu_в})^{0,4}. \quad (1)$$

2. Гута-Симха:

$$\mu_{отн} = 1 + 2,5V_f + 14,1{V_f}^2. \quad (2)$$

3. Левинтона-Лейтона:

$$\mu_{отн} = \exp[2,5A * \left(V_f + {V_f}^{\frac{5}{3}} + {V_f}^{\frac{11}{3}}\right); A = \frac{0,4\mu_н+\mu_в}{\mu_н+\mu_в}. \quad (3)$$

4. Барнеа-Мизрахи:

$$\mu_{отн} = \exp\left[\frac{K_1 * V_f}{1-K_2 * V_f}\right]. \quad (4)$$

5. Полиномиальный:

$$\mu_{отн} = 1 + K_1V_f + K_2{V_f}^2 + K_3{V_f}^3, \quad (5)$$

где $\mu_{отн}$ – относительная вязкость нефти, равная отношению вязкости чистой нефти к вязкости воды на которой замешана эмульсия. V_f – доля водяной фазы в водонефтяной эмульсии. $V_{инв}$ – доля воды при которой наступает инверсия фаз. $\mu_н$ и $\mu_в$ – вязкость чистой нефти и воды. K_1,K_2,K_3 – постоянные, которые определяются экспериментальным путем.

Экспериментальные данные вязкости были получены при исследовании водонефтяной эмульсии нефти Чаяндинского месторождения (Плотность нефти 867,3 кг/м^3, Вязкость при T = 20 °C, 54,8 мПа*с). Значения вязкости приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Экспериментальные данные зависимости динамической вязкости водонефтяной эмульсии Чаяндинского месторождения от обводенности и температуры

Обводненность пробы, %	Динамическая вязкость нефти, мПа*с, при температуре T = 20 °C
0,5 (Проба нефти)	54,8
10	75
20	117,3
30	162,5
40	302,4
50	517,8
60	414,4
70	311,1
80	207,7

Приведем сравнение экспериментальных значений вязкостей с вязкостями полученными с помощью различных моделей на рисунке 1.

Анализируя полученные данные можно сделать выводы о приемлемости использования эмпирических зависимостей. Так модели (1), (2), (3) прогнозируют вязкость недостоверно на всем интервале обводенности. Модель (4) обладает малым интервалом обводненности, на котором она дает достоверные результаты (от 0,4 до 0,5). Таким образом достоверно прогнозирует вязкость только модель номер (5) и ее упрощённая форма. Дальнейшее исследование будет проводиться с их использованием. Наибольший интерес представляет более сложная форма полинома, так как она имеет возможность вязкость водонефтяной эмульсии более точно.

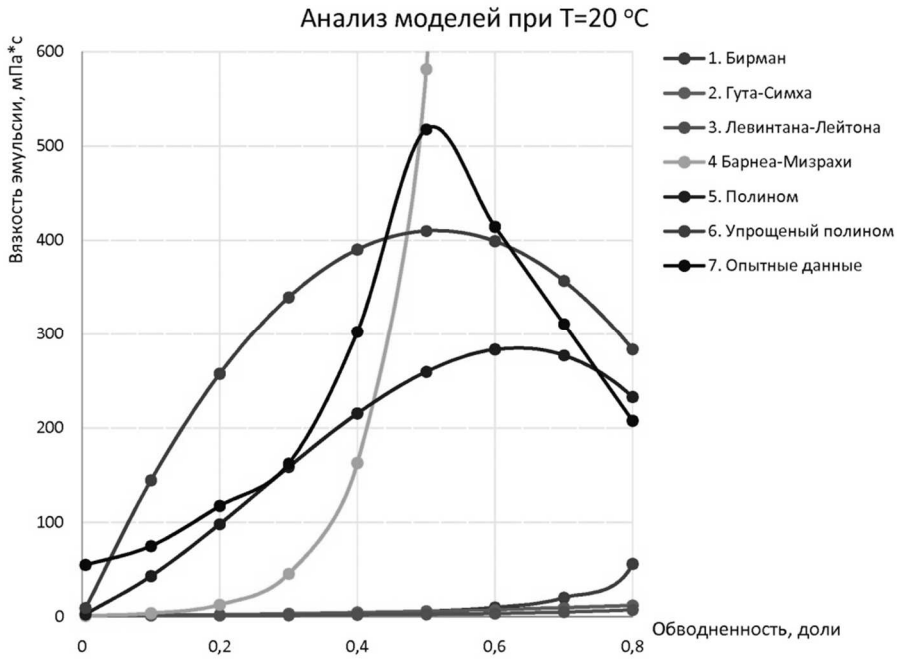

Рисунок 1 – Сравнительный анализ моделей зависимости вязкости при T = 20 °C

Исходя из полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. Алгоритмы, заложенные в программе AspenHysys не позволяют достоверно сформулировать вязкость водонефтяной эмульсии при не высоких значениях обводненности. Это связано в первую очередь с тем, что в программе отсутствует возможность задать свободный член в уравнениях, и константы перед экспонентой. Введение данной функции значительно увеличит точность описания вязкостей для эмульсий с обводненностью менее 20 %.

2. Для прогнозирования вязкости воденефтяных эмульсий содержаих высоковязкие нефти не подходит большинство заложенных формул, их прогноз имеет слишком большую ошибку.

Литература:

1. Вершинин С.А., Трусков П.А., Лиферов П.А. Воздействие ледовых образований на подводные объекты. – М. : Русская книга, 2007. – 195 с.

2. Либина Н.В., Никифоров С.Л. Экзарационные явления на восточном арктическом шельфе России // Вестник МГТУ. – 2018. – Т. 21. – № 1. – С. 139–149.

3. Миронов Е.У., Порубаев В.С. Формирование гряд торосов в прибрежной части Карского моря и их морфометрические характеристики // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 4. – С. 331.

4. Наумов А.К. Морфометрические характеристики ледяных образований Баренцева моря : дис. … канд. геогр. наук : 25.00.28 / Алексей Кирович Наумов; Аркт. и антаркт. науч.-исслед. ин-т. – СПб., 2010. – 175 с.

5. Сурков Г.А. Научно-методические основы расчета нагрузок от ледяных торосов на морские нефтегазопромысловые сооружения : дис. …д-ра техн. наук: 25.00.18, 05.23.07 / Геннадий Александрович Сурков. – М., 2001. – 383 с.

References:

1. Vershinin S.A., Truskov P.A., Liferov P.A. Ice features effect on underwater facilities. – M. : Russian Book, 2007. – 195 p.

2. Libina N.V., Nikiforov S.L. Ice gouging effects on the eastern Arctic shelf of Russia // MSTU Journal. – 2018. – Vol. 21. – № 1. – P. 139–149.

3. Mironov E.U., Porubaev V.S. Ice pressure ridge shaping in the Kara Sea intertidal zone ant their morphometric parameters // Actual problems of the science and education. – 2012. – № 4. – P. 331.

4. Naumov A.K. Morphometric parameters of ice features in the Barents Sea : diss. … cand. geogr. sciences : 25.00.28 / Alexey Kirovich Naumov; Arct. and Antarct. research. un-ty. – SPb., 2010. – 175 p.

5. Surkov G.A. Scientific and methodic basics of calculation of stress values transferring from ice features to marine oil and gas production facilities : dis. … d-r techn. sciences : 25.00.18, 05.23.07 / Gennadiy Alexandrovich Surkov. – M., 2001. – 383 p.