

УДК 622.692.4.053

DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4283

Шифр специальности ВАК: 2.8.5

Оптимальные температуры измерения вязкости нефти для восстановления ее вязкостно-температурной зависимости по формулам Филонова–Рейнольдса, Вальтера и Фогеля–Фульчера–Таммана

А.Р. Валеев✉, Р.Р. Ташбулатов, Т.А. Барабанщикова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, г. Уфа

✉ anv-v@yandex.ru

Аннотация. *Актуальность* исследования обусловлена увеличением количества добываемых и транспортируемых высоковязких и неньютоновских нефтей. Для таких нефтей важно точно прогнозировать реологические свойства и, в частности, вязкостно-температурную зависимость. Измерение вязкости для широкого диапазона различных температур чрезмерно трудоемко и нерационально, и на практике используют измерение вязкости при двух или трех различных температурах и далее применяют формулы пересчета. Также важно уточнить, какие формулы и для каких нефтей следует использовать для получения наименьшей погрешности, в частности, актуально определение оптимальных температур измерения вязкости нефти для восстановления ее вязкостно-температурной зависимости по формулам Филонова–Рейнольдса, Вальтера и Фогеля–Фульчера–Таммана, в том числе и при расчете для всего доступного диапазона температур. *Объекты:* вязкостно-температурные зависимости нефтей из Справочника нефтей СССР. *Методы:* обработка данных по измерению вязкости для 564 нефтей из Справочника нефтей СССР; построение аппроксимирующих вязкостно-температурных зависимостей; определение погрешности при использовании полученных зависимостей, в том числе и с использованием кросс-валидации. *Результаты.* Рассчитана погрешность применения формул Филонова–Рейнольдса, Вальтера, Фогеля–Фульчера–Таммана на примере свыше 500 нефтей, и установлено, что при случайном выборе температур для измерения вязкости минимальная средняя погрешность при другой температуре составляет для данных формул, соответственно, 13,8, 10,7 и 6,2 %. Использование формулы Филонова–Рейнольдса нежелательно для расчета вязкости при малых температурах. Формула Фогеля–Фульчера–Таммана показывает наилучшие результаты при расчете вязкости при использовании температур 30–50–70 и 10–30–50 °С.

Ключевые слова: нефть, вязкость, формула Филонова–Рейнольдса, формула Вальтера, формула Фогеля–Фульчера–Таммана, база данных

Благодарности: Исследование выполнено за счет гранта Евразийского научно-образовательного центра (проект № ЕНОЦ-06-22).

Для цитирования: Валеев А.Р., Ташбулатов Р.Р., Барабанщикова Т.А. Оптимальные температуры измерения вязкости нефти для восстановления ее вязкостно-температурной зависимости по формулам Филонова–Рейнольдса, Вальтера и Фогеля–Фульчера–Таммана // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 4. – С. 131–138. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4283

UDC 622.692.4.053

DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4283

Optimal temperatures for measuring oil viscosity to restore its viscosity-temperature dependence according to the Filonov–Reynolds, Walter and Vogel–Fulcher–Tamman formulas

A.R. Valeev✉, R.R. Tashbulatov, T.A. Barabanshchikova

Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russian Federation

✉ anv-v@yandex.ru

Abstract. Relevance. Increase in the number of high-viscosity and non-Newtonian oils produced and transported. For such oils, it is important to accurately predict the rheological properties and, in particular, the viscosity-temperature dependence. Viscosity measurement for a wide range of different temperatures is excessively time-consuming and irrational, and in practice, viscosity measurement is used at two or three different temperatures and then conversion formulas are used. It is also important to clarify, which formulas and for which oils should be used to obtain the smallest error. It is important, in particular, to determine the optimal temperatures for measuring the viscosity of oil to restore its viscosity-temperature dependence. **Aim.** To determine the optimal temperatures for measuring oil viscosity to restore its viscosity-temperature dependence using the Filonov–Reynolds, Walter and Vogel–Fulcher–Tamman formulas, including when calculating for the entire available temperature range. **Objects.** Viscosity-temperature dependences of oils from the Directory of oils of the USSR. **Methods.** Processing the viscosity measurement data for 564 oils from the USSR Oil Directory; construction of approximating viscosity-temperature dependencies; determination of error when using the obtained dependencies, including using cross-validation. **Results.** The authors have calculated the error in application of the Filonov–Reynolds, Walter, Vogel–Fulcher–Tamman formulas, using over 500 oils as an example. It was found that with a random choice of temperatures for measuring viscosity, the minimum average error at another temperature for these formulas is, respectively, 13.8, 10.7 and 6.2%. The use of the Filonov–Reynolds formula is undesirable for calculating viscosity at low temperatures. The Vogel–Fulcher–Tamman formula shows the best results in calculating viscosity when using temperatures of 30–50–70 and 10–30–50°C.

Keywords: oil, viscosity, Filonov–Reynolds formula, Walter formula, Vogel–Fulcher–Tamman formula, database

Acknowledgements: The research was carried out at the expense of a grant from the Eurasian Scientific and Educational Center (project No. ENOC-06-22).

For citation: Valeev A.R., Tashbulatov R.R., Barabanshchikova T.A. Optimal temperatures for measuring oil viscosity to restore its viscosity-temperature dependence according to the Filonov–Reynolds, Walter and Vogel–Fulcher–Tamman formulas. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 4, pp. 131–138. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4283

Введение

При добыче нефти, проектировании новых нефтепроводов, а также выборе технологических режимов для ее перекачки по магистральным трубопроводам ключевым шагом является определение вязкости нефти, поскольку она сильно влияет на потери напора на трение, что, в свою очередь, напрямую связано с энергозатратами [1]. При ламинарном течении потери напора линейно зависят от вязкости, а при турбулентном режиме течения, по мере увеличения числа Рейнольдса, вклад вязкости в потери напора падает, заменяясь на влияние шероховатости стенки.

При этом в настоящее время существует тенденция к увеличению объема добычи высоковязкой нефти [2] и неньютоновских нефтей [3], что сопровождается проблемой, что температурные условия не обеспечивают необходимую вязкость для пере-

качки нефти [4]. Это, в свою очередь, и привело к использованию термических методов при добыче высоковязких нефтей [5], а следовательно, необходимости точного прогнозирования вязкостно-температурной зависимости нефти [6].

При этом вязкость нефтей при различных условиях может различаться на порядки: при одной и той же температуре одна нефть может иметь вязкость 10 мм²/с, другая – 1000 мм²/с, а также, если говорить о вязкости заданной нефти при температурах 0 и 50 °С, ее значение может различаться в 100 и более раз. Это еще раз подчеркивает необходимость точного прогнозирования свойств нефти и подбора оптимальных моделей по расчету вязкости, поскольку при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов необходимо пересчитывать вязкость к температуре эксплуатации [7].

Основополагающим вопросом в определении вязкости является ее зависимость от температуры. Известно, что данная зависимость близка к экспоненциальной и ее можно описать распространенным уравнением Филонова–Рейнольдса [8]:

$$\nu_2 = \nu_1 \cdot \exp(-u(T_2 - T_1)),$$

где ν_1 и ν_2 – вязкости нефти при, соответственно, температурах T_1 и T_2 ; u – коэффициент крутизны вискограммы [9].

Таким образом, на практике задача сводится к определению вязкости нефти при двух температурах, вычислению коэффициента крутизны вискограммы [10], а далее при помощи приведенной формулы к расчёту вязкости при любой другой температуре [11].

Но встает вопрос: при каких температурах лучше всего проводить измерения вязкости? Традиционной является пара температур 20 и 50 °С, но является ли она оптимальной для всех нефтей?

В пользу максимально широкого температурного диапазона существует «гипотеза», что таким образом снижается погрешность при определении вязкости внутри данного диапазона. Но с другой стороны, при высоких температурах вязкости многих нефтей близки друг к другу, и, следовательно, точность расчетов падает.

На основе вышесказанного целью данного исследования является определение оптимальных температур для расчета вязкости согласно различным формулам, в том числе и вне диапазона исходных температур.

Определение оптимальных температур для измерения вязкости при использовании формулы Филонова–Рейнольдса

В качестве критерия оптимальности предлагаем принять относительную погрешность при сравнении расчетных значений с уже известными величинами.

Основной расчетов будет являться база данных со свойствами нефтей, основанная на Справочниках нефтей СССР [12–15].

В использованной базе данных имеются сведения о вязкости 564 нефтей, добываемых в 1970-е годы на территории СССР. В ней приведена

информация о вязкостях при температурах от 0 до 70 °С с шагом в 10 °С, но при этом для разных нефтей указана вязкость при различных наборах температур. Общее число значений вязкости составляет 1890.

Все значения вязкости приведены на Рис. 1.

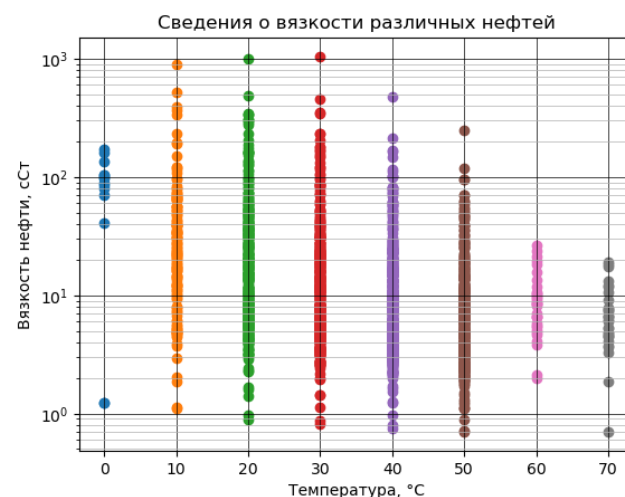


Рис. 1. Сведения о вязкости различных нефтей в используемой базе данных

Fig. 1. Information about the viscosity of various oils in the database used

В пользу утверждения, что для измерения и дальнейших расчетов не следует использовать вязкости при высоких температурах, говорит тот факт, что при температурах 60 и 70 °С, и в некоторых случаях 50 °С, вязкость для различных нефтей различается незначительно. Коэффициент вариации (отношение среднеквадратичного отклонения к среднему значению) для указанных температур заметно меньше, чем для диапазона температур 10–40 °С (табл. 1). В данном случае большая величина вариации указывает на то, что значения вязкости распределены более равномерно, в то время как при малом значении коэффициента вариации вязкости более сгруппированы, следовательно, их сложнее различить, а значит, вязкость при больших температурах позволяет хуже идентифицировать нефть и ее свойства.

Таблица 1. Коэффициент вариации для вязкости различных нефтей в используемой базе данных

Table 1. Variation coefficient for the viscosity of various oils in the database used

Параметр/Parameter	Температура/Temperature, °C							
	0	10	20	30	40	50	60	70
Количество значений/Number of values	14	137	382	421	436	438	32	30
Среднее значение, сСт/Average value, cSt	88,7	53,1	37,2	26,2	16,5	11,1	9,8	7,5
Среднеквадратичное отклонение, сСт/Standard deviation, cSt	50,1	103,9	76,4	67,0	32,4	17,8	6,2	4,7
Коэффициент вариации/Variation coefficient	0,57	1,96	2,05	2,56	1,96	1,60	0,63	0,62

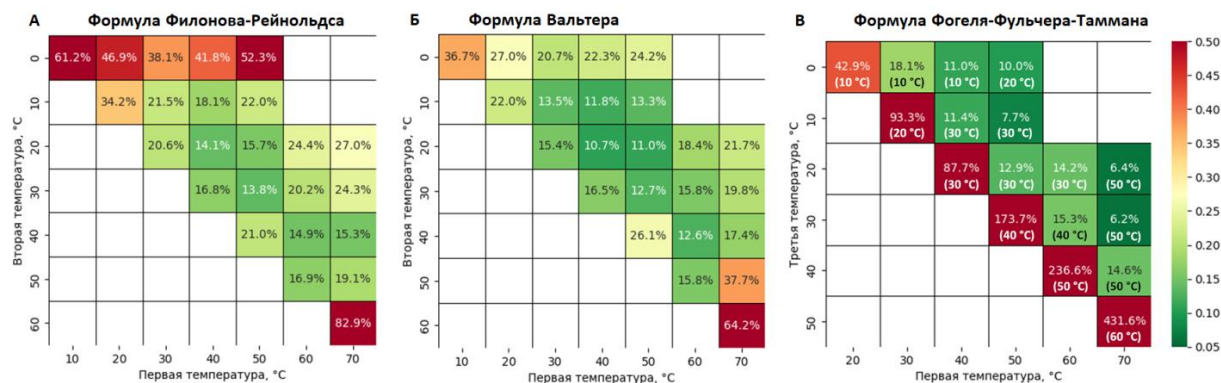


Рис. 2. Относительная погрешность при определении вязкости с помощью формулы Филонова–Рейнольдса (А), Вальтера (Б), Фогеля–Фулчера–Таммана (В)

Fig. 2. Relative error in determining viscosity using the Filonov–Reynolds (A), Walter (B), Vogel–Fulcher–Tamman (B) formulas

Проведем следующий анализ: принимаем, что выполнены измерения вязкости при некоторой паре температур. Определяем коэффициент крутизны визкограммы для данных значений и рассчитываем вязкость по формуле Филонова–Рейнольдса для других температур из диапазона 0–70 °C с шагом 10 °C. После этого сравниваем рассчитанные значения с уже известными. Определяем относительную погрешность и усредняем ее для всех значений для данной пары температур.

Полученные значения относительной погрешности сведены на Рис. 2, а.

Исходя из полученных результатов, видно, что наименьшей относительной погрешностью обладает пара температур 30–50 °C – 13,8 %, и близкая к ней 20–40 °C – 14,1 %. В целом стоит отметить, что использование в качестве первой температуры 0 °C ведет к высокой погрешности – 40–50 %. Это можно объяснить тем, что при температурах из диапазона 0–20 °C зависимость вязкости от температуры имеет более крутую характеристику, чем экспоненциальная характеристика.

Тем не менее даже относительная погрешность 13,8 % является высокой, что говорит о том, что уравнение Филонова–Рейнольдса хоть и широко распространено и удобно в использовании, но его нельзя расценивать как универсальное и точное.

С вычислительной точки зрения применение уравнение Филонова–Рейнольдса можно свести к использованию вязкости при некоторой температуре (например, 20 °C) и коэффициенту крутизны визкограммы. Для того чтобы уравнение предсказывало разнообразные значения вязкости для разных нефтей, два данных параметра также должны иметь широкий диапазон значений. Очевидно, что вязкости при некоторой температуре удовлетворяют данному условию, но коэффициент крутизны визкограммы имеет ограниченный пределы изменений. Покажем это на следующем анализе данных.

В продолжение предыдущего расчета определим среднее значение коэффициента крутизны визкограммы для заданной пары температур. Результаты приведены на Рис. 3.

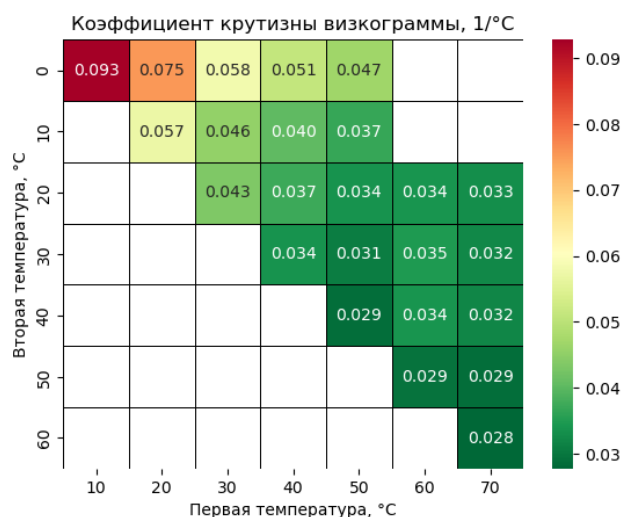


Рис. 3. Среднее значение коэффициента крутизны визкограммы для заданной пары температур

Fig. 3. Average value of the slope coefficient of the viscometer for a given temperature pair

Из данного рисунка видим, что коэффициент крутизны визкограммы по большей части равен 0,03–0,04 с небольшим повышением при малых температурах. Исходя из этого можно заключить следующее:

1. Поскольку средний коэффициент крутизны визкограммы имеет схожие значения для большого количества нефтей, данный параметр может плохо прогнозировать широкое разнообразие вязкости различных нефтей.
2. Одинаковые значения коэффициента крутизны визкограммы при больших температурах и бо-

лее высокие значения при малых температурах предполагают, что при разных температурах оптимально использовать различные зависимости.

Таким образом, коэффициент крутизны вискограммы при всей своей простоте и наглядности нельзя считать универсальным параметром для описания вязкости на широком диапазоне температур.

Следовательно, можно предположить, что полученная высокая погрешность уравнения Филонова–Рейнольдса обуславливается следующим:

1. Уравнение Филонова–Рейнольдса хорошо работает только для определенного типа нефтей. Это можно обосновать тем, что высокопарафинистые нефти плохо удовлетворяют данному уравнению. Но каким именно должно быть условие для разделения нефтей на группы в контексте данной задачи? Тем более, что в применяемой базе данных находится большое количество иных свойств нефти: плотность, температура застывания нефти, содержание парафина смол, смол, компонентный состав, фракционный состав и т. д. С учетом большого количества параметров данная задача может быть решена с использованием методов машинного обучения [16], что является предметом следующих исследований авторов.
2. Сама по себе экспоненциальная зависимость в уравнении Филонова–Рейнольдса плохо отражает зависимость вязкости от температуры. В данном случае также имеется достаточно большое количество работ различных авторов, предлагающих иные зависимости вязкости температуры, например, уравнения Фогеля–Фульчера–Таммана [17], Вальтера и другие [18].

Определение оптимальных температур для измерения вязкости при использовании формулы Вальтера

Формула Вальтера – это другая известная формула для расчета вязкости [19], но за счет более сложной записи она является менее популярной:

$$\lg(\lg(v + 0,8)) = a + b \cdot \lg(T),$$

где a , b – эмпирические коэффициенты; T – абсолютная температура, К.

Согласно данной формуле необходимо иметь два значения вязкости при двух температурах для вычисления обоих эмпирических коэффициентов. По аналогии с предыдущим расчетом определим их для каждой нефти для каждой пары температур, рассчитаем вязкость по формуле Вальтера для других температур. После этого сравниваем рассчитанные значения с уже известными. Определяем относительную погрешность и усредняем ее для всех значений для данной пары температур.

Полученные значения относительной погрешности сведены на Рис. 2, б. В среднем погрешности по формуле Вальтера ниже, чем для формулы Филонова–Рейнольдса.

Наименьшей относительной погрешностью обладает пара температур 20–40 °С – 10,7 % и близкая к ней 20–50 °С – 11,0 %. Если применение формулы Вальтера хоть здесь и дает меньшую погрешность по сравнению с Филонова–Рейнольдса, но не значительную. Но при этом погрешность при расчете температур из диапазона 0–20 °С заметно меньше – практически в 2 раза.

Определение оптимальных температур для измерения вязкости при использовании формулы Фогеля–Фульчера–Таммана

Проведем аналогичное исследование по определению относительной погрешности при использовании формулы Фогеля–Фульчера–Таммана [20]:

$$v = v_{\infty} \cdot e^{\frac{b}{T-\theta}},$$

где v_{∞} , b , θ – эмпирические коэффициенты.

Данные коэффициенты можно качественно описать следующим образом: v_{∞} – это условная вязкость нефти при температуре равной бесконечности; θ – температура, при которой вязкость равна бесконечности (температура застывания); b – коэффициент крутизны вискограммы для заданной θ .

По аналогии с предыдущим уравнением проведем следующий анализ.

Принимаем, что выполнены измерения вязкости при некоторой тройке температур. Определяем эмпирические коэффициенты из формулы Фогеля–Фульчера–Таммана, рассчитываем вязкость для других температур. После этого сравниваем рассчитанные значения с уже известными из базы данных. Определяем относительную погрешность и усредняем ее для всех значений для данной тройки температур.

Полученные значения относительной погрешности сведены на Рис. 2, б. На рисунке приведена наименьшая погрешность при различных значениях второй температуры, при условии, что первая и третья температуры заданы. В скобках указано значение второй температуры, при которой данная наименьшая погрешность получена.

Рассчитанные значения погрешности для формулы Фогеля–Фульчера–Таммана заметно меньше, чем для формул Филонова–Рейнольдса и Вальтера.

Из полученных результатов видно, что наименьшие погрешности – 6,4 и 6,2 % – получаются при тройках значений 20–50–70 и 30–50–70 °С. Это можно объяснить тем, что вязкость при 70 °С достаточно хорошо отражает вязкость v_{∞} при условной бесконечной температуре; малое значение первой температуры близко к θ , а вторая температура отражает значение b .

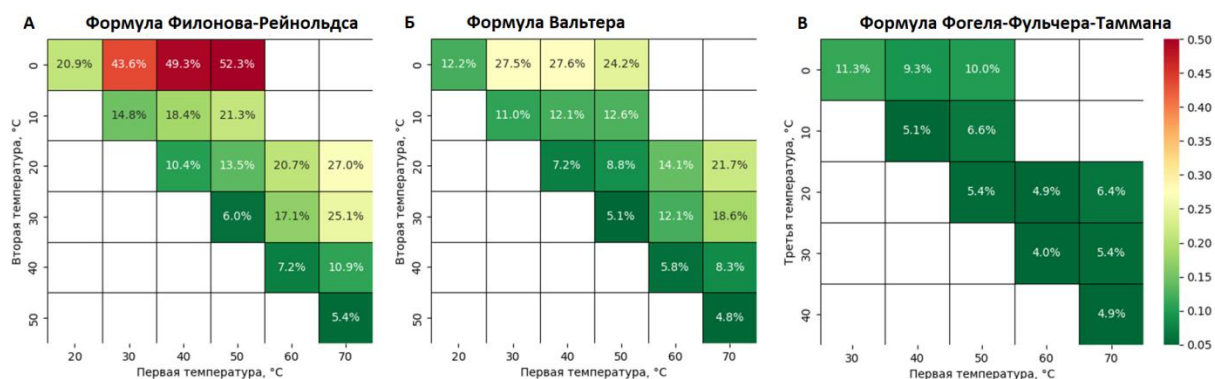


Рис. 4. Относительная погрешность при определении вязкости с помощью формул Филонова–Рейнольдса (А), Вальтера (Б), Фогеля–Фулчера–Таммана (В) при расчете внутри температурного диапазона

Fig. 4. Relative error in determining viscosity using the Filonov–Reynolds (A), Walter (B), Vogel–Fulcher–Tamman (B) formulas when calculating within the temperature range

В базе данных отсутствуют нефти с вязкостью одновременно при температурах 0 и 70 °С, но предполагаем, что наименьшая погрешность была бы для тройки 0–40–70 °С.

Следующее минимальное значение погрешности наблюдается для нефтей, для которых вязкость при температуре 70 °С не измерена, то есть для тройки 10–30–50 °С.

Таким образом, оптимальная тройка температур для использования формулы Фогеля–Фулчера–Таммана – это 30–50–70 °С для более тяжелых нефтей и 10–30–50 °С для более легких нефтей.

ного анализа выше. Проверим, каким образом меняются погрешности при расчете по формулам Филонова–Рейнольдса (Рис. 4, а), Вальтера (Рис. 4, б) и Фогеля–Фулчера–Таммана (Рис. 4, в) и в частности, для популярной пары температур 20–50 °С.

При расчете вязкости внутри диапазона температур 0–50 °С погрешность несколько снижается для всех трех формул, но при этом сохраняется, что наибольшая погрешность у формулы Филонова–Рейнольдса, меньшая у формулы Вальтера и еще меньшая для формулы Фогеля–Фулчера–Таммана (табл. 2).

Выводы и обсуждение результатов

Проведенный анализ зависимости вязкости нефти от температуры на основе Справочников нефти СССР показал, что использование уравнения Филонова–Рейнольдса для ее аппроксимации дает высокую усредненную погрешность 13,8 %, вычисленную для всех нефтей для различных пар температур. Установлено, что использование данной формулы нежелательно для расчета вязкости при температурах из диапазона 0–20 °С.

При равных условиях формула Вальтера предпочтительнее формулы Филонова–Рейнольдса, поскольку имеет погрешность ниже как при расчете при всех температурах (10,7 % против 13,8 %), так при расчете вязкости внутри диапазона 20–50 °С (8,8 % против 13,5 %).

Формула Фогеля–Фулчера–Таммана показывает наименьшую погрешность при расчете вязкости как вне температурного диапазона (6,2 %), так и внутри диапазона 20–50 °С (5,8 %). При возможности измерения вязкости при температуре 70 °С рекомендуется использовать тройку температур 30–50–70 °С, что дает усредненную погрешность для всех нефтей – 6,2 %, в противном случае рекомендуется использовать температуры 10–30–50 °С, чему соответствует погрешность 7,7 %.

Таблица 2. Сводная таблица по расчету вязкостей по различным формулам

Table 2. Summary table for calculation of viscosities according to various formulas

Наименование формулы Formula	Наименьшая погрешность при расчете вязкости для всех температур The smallest error in calculation of viscosity for all temperatures	Погрешность при расчете вязкости внутри диапазона температур 0–50 °С Error in calculation of viscosity within the temperature range of 0–50 °С
Филонова–Рейнольдса Filonov–Reynolds	13,8	13,5
Вальтера Walter	10,7	8,8
Фогеля–Фулчера–Таммана Vogel–Fulcher–Tamman	6,2	5,8

Анализ формул при расчете значений вязкости внутри температурного диапазона

Формулу Филонова–Рейнольдса рекомендуют использовать для расчета вязкости только внутри температурного диапазона [11], в отличие от проведен-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sagadeeva A., Valeev A. The application of ferromagnetic additives to increase the hydraulic efficiency of main oil pipelines // *Liquid and Gaseous Energy Resources*. – 2021. – Vol. 1. – № 1. – P. 86–90. URL: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22076> (дата обращения 15.05.2023).
2. Кацал И.Н. О качестве нефти в системе магистрального транспорта ОАО «АК «Транснефть» // *Рынок российской нефти: 44-ая Международная конференция Argus*. URL: <https://www.transneft.ru/pressroom/docs8> (дата обращения 15.05.2023).
3. Закиров А.И. Обоснование режимов трубопроводного транспорта битуминозной нефти: дис. ... канд. техн. наук. – СПб, 2016. – 170 с.
4. Eisner P., Langbauer C., Fruhwirth R. Sucker rod pump downhole dynamometer card determination based on a novel finite element method // *Liquid and Gaseous Energy Resources*. – 2021. – Vol. 1. – № 1. – P. 2–20. URL: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22004> (дата обращения 15.05.2023).
5. Langbauer C., Tehrani F.F., Mastobaev B. A holistic review on hydraulic fracturing stimulation laboratory experiments and their transition to enhanced geothermal system field research and operations // *Liquid and Gaseous Energy Resources*. – 2021. – Vol. 1. – № 1. – P. 30–63. URL: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22043> (дата обращения 15.05.2023).
6. Sucker rod pump frequency-elastic drive mode development – from the numerical model to the field test / C. Langbauer, T. Langbauer, R. Fruhwirth, B. Mastobaev // *Liquid and Gaseous Energy Resources*. – 2021. – Vol. 1. – № 1. – P. 64–85. URL: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22074> (дата обращения 15.05.2023).
7. Исследование методов расчета кинематической вязкости нефти в магистральном нефтепроводе / О.В. Аралов, И.В. Буянов, А.С. Саванин, Е.И. Иорданский // *Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов*. – 2017. – Т. 7. – № 5. – С. 97–105.
8. Viswanath D.S., Natarajan G. *Data book on the viscosity of liquids*. – New York: Hemisphere Publ. Corporation, 1989. – 990 p.
9. Свиридов В.П., Левенцов А.Н. О значениях постоянных в уравнениях вязкостно-температурной зависимости некоторых смазочных масел // *Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов*. Тр. НИИТранснефть. – Уфа, 1969. – Вып. VI. – С. 129–136.
10. Черников А.В. К определению показателя крутизны вискограммы нефтей и нефтепродуктов // *Трубопроводный транспорт [теория и практика]*. – 2010. – № 5 (21). – С. 40–41.
11. Черников А.В. О вязкостно-температурной зависимости Филонова–Рейнольдса // *Трубопроводный транспорт [теория и практика]*. – 2010. – № 6 (22). – С. 35–37.
12. Нефти СССР. Справочник. Т. 1. Нефти северных районов Европейской части СССР и Урала / под ред. З.В. Дриацкой, Е.Г. Ивченко, Е.Г. Ивченко, М.А. Мхчян. – М.: Изд-во «Химия», 1971. – 504 с.
13. Нефти СССР. Справочник. Т. 2. Нефти среднего и нижнего Поволжья / под ред. З.В. Дриацкой, Н.М. Жмыховой, И.С. Лазаревой, М.А. Мхчян, А.П. Олейниковой. – М.: Изд-во «Химия», 1972. – 392 с.
14. Нефти СССР. Справочник. Т. 3. Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР / под ред. Г.Г. Ашумова, З.В. Дриацкой, Н.М. Жмыховой А.С. Журба, Е.С. Левченко, М.А. Мхчян. – М.: Изд-во «Химия», 1972. – 616 с.
15. Нефти СССР. Справочник. Т. 4. Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и о. Сахалин / под ред. З.В. Дриацкой, Н.М. Жмыховой, М.А. Мхчян, Г.Х. Ходжаева. – М.: Изд-во «Химия», 1974. – 792 с.
16. Valeev A., Siraeva A., Chen Y., Application of clustering algorithms to detect abnormal state of pumping equipment // *Liquid and Gaseous Energy Resources*. – 2022. – Vol. 2. – № 2. – P. 73–79. URL: <https://doi.org/10.21595/lger.2022.23079> (дата обращения 15.05.2023).
17. Fulcher G. Analysis of recent measurements of the viscosity of glasses // *Journal of the American Ceramic Society*. – 1925. – Vol. 8. – № 6. – P. 339–355. URL: <https://doi.org/10.1111/j.1151-2916.1925.tb16731.x> (дата обращения 15.05.2023).
18. Seeton C.J. Viscosity-temperature correlation for liquids // *Tribology Letters*. – 2006. – Vol. 22. – P. 67–78. URL: <https://doi.org/10.1007/s11249-006-9071-2> (дата обращения 15.05.2023).
19. Свиридов В.П., Левенцов А.Н., Шапилов А.И. Расчетные уравнения вязкостно-температурной зависимости мазутов // *Транспорт высоковязких нефтей и нефтепродуктов по трубопроводам*. Тр. НИИТранснефть. – Уфа, 1970. – Вып. VII. – С. 152–160.
20. Стрюк И.С., Фатьянов А.Д., Шарапов В.И. Выбор уравнения вязкостно-температурной зависимости для гидравлического расчета горячих трубопроводов // *Нефтяное хозяйство*. – 1965. – № 4. – С. 58–60.

Информация об авторах

Анвар Рашитович Валеев, доктор технических наук, профессор кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. anv-v@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7197-605X>

Радмир Расулевич Ташбулатов, кандидат технических наук, доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. tashbulatovradmir@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0001-5406-2352>

Татьяна Анатольевна Барабанщикова, аспирант, ассистент кафедры проектирования и строительства объектов нефтяной и газовой промышленности, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Россия, 450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1. www.tany-gra2012@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0003-4462-9986>

Поступила в редакцию: 07.06.2023

Поступила после рецензирования: 07.07.2023

Принята к публикации: 22.03.2024

REFERENCES

1. Sagadeeva A., Valeev A. The application of ferromagnetic additives to increase the hydraulic efficiency of main oil pipelines. *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 2021, vol. 1, no. 1, pp. 86–90. Available at: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22076> (accessed 15 May 2023).
2. Katsal I.N. On the quality of oil in the trunk transport system of JSC "AK "Transneft". *Proc. of 4-th International conference Argus. Market of Russian oil*. (In Russ.) Available at: <https://www.transneft.ru/pressroom/docs8> (accessed 15 May 2023).
3. Zakirov A.I. *Justification of the modes of pipeline transportation of bituminous oil*. Cand. Diss. St Petersburg, 2016. 170 p. (In Russ.)
4. Eisner P., Langbauer C., Fruhwirth R. Sucker rod pump downhole dynamometer card determination based on a novel finite element method *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 2021, vol. 1, no. 1, pp. 2–20. Available at: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22004> (accessed 15 May 2023).
5. Langbauer C., Tehrani F.F., Mastobaev B. A holistic review on hydraulic fracturing stimulation laboratory experiments and their transition to enhanced geothermal system field research and operations *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 2021, vol. 1, no. 1, pp. 30–63. Available at: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22043> (accessed 15 May 2023).
6. Langbauer C., Langbauer T., Fruhwirth R., Mastobaev B. Sucker rod pump frequency-elastic drive mode development – from the numerical model to the field test. *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 2021, vol. 1, no. 1, pp. 64–85. Available at: <https://doi.org/10.21595/lger.2021.22074> (accessed 15 May 2023).
7. Aralov O.V., Buianov I.V., Savanin A.S., Iordanskii E.I. Investigation of methods for calculating the kinematic viscosity of oil in a trunk oil pipeline. *Science and technology of pipeline transport of oil and petroleum products*, 2017. vol. 7, no 5, pp. 97–105. (In Russ.)
8. Viswanath D.S., Natarajan G. *Data book on the viscosity of liquids*. New York, Hemisphere Publ. Corporation, 1989. 990 p.
9. Sviridov V.P., Leventsov A.N. About values of constants in the equations of viscosity-temperature dependence of some lubricating oils *Science and technology of pipeline transport of oil and petroleum products*, 1969, vol. 6, pp. 129–136. (In Russ.)
10. Chernikin A.V. About the determination of the steepness index of the viscogram of oils and petroleum products. *Pipeline transport. Theory and practice*, 2010, vol. 5, no. 21, pp. 40–41. (In Russ.)
11. Chernikin A. V. About the viscosity-temperature dependence of Filonov–Reynolds. *Pipeline transport. Theory and practice*, 2010, vol. 6, no. 22, pp. 35–37. (In Russ.)
12. *Oil of the USSR. Guide. Vol. 1. Oil of the northern regions of the European part of the USSR and the Urals*. Eds. Z.V. Driatskaia, E.G. Ivchenko, E.G. Ivchenko, M.A. Mkhchiian. Moscow, Khimiia Publ., 1971. 504 p.
13. *Oil of the USSR. Guide. Vol. 2. Oil of the Middle and Lower Volga region*. Eds. Z.V. Driatskaia, N.M. Zhmykhova, I.S. Lazareva, M.A. Mkhchiian, A.P. Oleinikova. Moscow, Khimiia Publ., 1972. 392 p.
14. *Oil of the USSR. Guide. Vol. 3. Oil of the Caucasus and Western regions of the European part of the USSR*. Eds. G.G. Ashumov, Z.V. Driatskaia, N.M. Zhmykhova, A.S. Zhurba, E.S. Levchenko, M.A. Mkhchiian. Moscow, Khimiia Publ., 1972. 616 p.
15. *Oil of the USSR. Guide. Vol. 4. Oil of Central Asia, Kazakhstan, Siberia and O. Sakhalin*. Eds. Z.V. Driatskaia, N.M. Zhmykhova, M.A. Mkhchiian, G.Kh. Khodzhaev. Moscow, Khimiia Publ., 1974. 792 p.
16. Valeev A., Siraeva A., Chen Y. Application of clustering algorithms to detect abnormal state of pumping equipment *Liquid and Gaseous Energy Resources*, 2022, vol. 2, no. 2, pp. 73–79. Available at: <https://doi.org/10.21595/lger.2022.23079> (accessed 15 May 2023).
17. Fulcher G. Analysis of recent measurements of the viscosity of glasses. *Journal of the American Ceramic Society*, 1925, vol. 8, no. 6, p. 339–355. Available at: <https://doi.org/10.1111/j.1151-2916.1925.tb16731.x> (accessed 15 May 2023).
18. Seeton C.J. Viscosity-temperature correlation for liquids. *Tribology Letters*, 2006, vol. 22, pp. 67–78. Available at: <https://doi.org/10.1007/s11249-006-9071-2> (accessed 15 May 2023).
19. Sviridov V.P., Leventsov A.N., Shapilov A.I. Computational equations of viscosity-temperature dependence of fuel oil. *Transport of high-viscosity oils and petroleum products through pipelines*, 1970, vol. 7, pp. 152–160. (In Russ.)
20. Striuk I.S., Fatianov A.D., Sharapov V.I. The choice of the equation of viscosity-temperature dependence for hydraulic calculation of hot pipelines. *Oil industry*, 1965, no. 4, pp. 58–60. (In Russ.)

Information about the authors

Anvar R. Valeev, Dr. Sc., Professor, Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. anv-v@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7197-605X>

Radmir R. Tashbulatov, Cand. Sc., Associate Professor, Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. tashbulatovradmir@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0001-5406-2352>

Tatiana A. Barabanshchikova, Postgraduate Student, Assistant, Ufa State Petroleum Technical University, 1, Kosmonavtov street, Ufa, 450064, Russian Federation. www.tany-gra2012@yandex.ru; <https://orcid.org/0009-0003-4462-9986>

Received: 07.06.2023

Revised: 07.07.2023

Accepted: 22.03.2024