

2.8.4.
УДК 622.276.4

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Дроздов А.С.,
Леонтьев С.А.

Тюменский индустриальный университет
г. Тюмень, Россия

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИГОДНЫХ МОДЕЛЕЙ
ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**

DOI: 10.37493/2308-4758.2022.4.9

Введение.

При проектировании трубопроводов и технологических установок подготовки пластовой продукции одним из основных, необходимых для расчетов, параметров является вязкость водонефтяной эмульсии. В данной работе была поставлена цель проверить работоспособность корреляционных зависимостей вязкости нефти и водонефтяных эмульсий от температуры и обводненности

Материалы и методы
исследований.

На практике не всегда представляется возможность экспериментально определить вязкость и физико-химические параметры перекачиваемых нефтей, а также получить эти значения при разных внешних условиях. В связи с этим различными авторами были предложены модели, определяющие динамическую вязкость безводной нефти и водонефтяной эмульсии.

Результаты исследований
и их обсуждение.

Модели, предложенные различными авторами, были рассортированы по областям применения и сравнивались между собой. Проводилось сравнение расчетных и экспериментальных данных, которые были получены при физическом моделировании вязкости различных водонефтяных эмульсий при изменении температуры. Проведен сравнительный анализ пригодности реологических моделей водонефтяных эмульсий для нефтей месторождений Восточной Сибири. В моделях, содержащих эмпирические коэффициенты, они были определены для различных нефтей и температур.

Выводы.

В статье описаны и проверены 12 эмпирических зависимостей вязкости нефти, по каждой из которых сделан вывод о пригодности ее использования для нефтей Восточной Сибири. Предложено улучшение одной из моделей включением в нее температурной зависимости.

Ключевые слова:

вязкость нефти, температура, водонефтяная эмульсия, модель определения вязкости нефти, подготовка нефти.

Drozдов A.S.,
Leontiev S.A.

Tyumen Industrial University
Tyumen, Russia

Determination of Suitable Viscosity Models of Oil-Water Emulsions in Eastern Siberia Fields

- Introduction.** When designing pipelines and technological installations for the preparation of reservoir products, one of the main parameters necessary for calculations is the viscosity of the oil-water emulsion. In this work, the goal was to test the operability of the correlation dependences of the viscosity of oil and oil-water emulsions on temperature and water content.
- Materials and methods of research.** In practice, it is not always possible to experimentally determine the viscosity and physico-chemical parameters of the pumped oils, as well as to obtain these values under different external conditions. In this regard, various authors have proposed models that determine the dynamic viscosity of anhydrous oil and an oil-water emulsion.
- Results and Discussion.** The models proposed by various authors were sorted by application areas and compared with each other. The calculated and experimental data obtained during the physical modeling of the viscosity of various oil-water emulsions with temperature changes were compared. A comparative analysis of the suitability of rheological models of water-oil emulsions for oil fields in Eastern Siberia has been carried out. In models containing empirical coefficients, they were determined for various oils and temperatures.
- Conclusion.** The article describes and verifies 12 empirical dependencies of oil viscosity, for each of which a conclusion is made about the suitability of its use for the oils of Eastern Siberia. It is proposed to improve one of the models by including a temperature dependence in it.
- Key words:** oil viscosity, temperature, oil-water emulsion, oil viscosity determination model, oil preparation.

Введение

При проектировании трубопроводов и технологических установок подготовки пластовой продукции одним из основных, необходимых для расчетов, параметров является вязкость водонефтяной эмульсии. Целью работы является анализ формул различных авторов, сравнение областей применения предложенных ими зависимостей, определение границ применимости данных формул, расчет вязкостей водонефтяных эмульсий и сравнение расчетных и полученных опытным путем значений. Существующие эмпирические зависимости вязкости водонефтяных эмульсий от водосо-

держания как правило, выведены для нефтей конкретного нефтедобывающего региона, и поэтому при получении экспериментальных данных на новых месторождениях (в новых регионах) эти зависимости нуждаются в проверке достоверности и корректировке.

Материалы и методы исследований

Не всегда представляется возможность экспериментально определить вязкость и физико-химические параметры перекачиваемых нефтей. В связи с этим различными авторами были предложены модели, определяющие зависимость вязкости водонефтяных эмульсий от различных параметров (температуры, обводненности). Поскольку во всех формулах расчета вязкости водонефтяной эмульсии присутствует вязкость чистой нефти, добавлены формулы, позволяющие рассчитать вязкость чистой нефти в зависимости от температуры (3, 13, 20).

Рассмотрим самые распространенные формулы для определения вязкости нефти в различных условиях:

— Beal [3, 13, 20]

$$\mu_n = \left(0,32 + \frac{1,8 \times 10^7 \times (\rho_n(15,6))^{4,53}}{(141,5 \times \rho_b(15,6) - 131,5 \rho_n(15,6))^{4,53}} \right) \left(\frac{360}{1,8T + 232} \right)^a; \quad (1)$$

$$a = 10^{\left(0,43 + \frac{8,33 \times \rho_n(15,6)}{141,5 \times \rho_b(15,6) - 131,5 \times \rho_n(15,6)} \right)};$$

— Modified Kartoatmodjo (Medium Oils) [3, 13, 17]

$$\mu_n = 220,15 \times 10^9 \times (1,8 \times T + 32)^{-3,556} \times \left(\lg \left(\frac{141,5 \times \rho_b(15,6) - 131,5 \rho_n(15,6)}{\rho_n(15,6)} \right) \right)^a; \quad (2)$$

$$a = (12,5548 \times \lg(1,8 \times T + 32) - 45,7874);$$

— Petrosky & Farshad [3, 13, 18]

$$\mu = 2,5511 \times 10^7 \times (1,8 \times T + 32)^{-2,10255} \times \left(\lg \left(\frac{141,5 \times \rho_b(15,6) - 131,5 \rho_n(15,6)}{\rho_n(15,6)} \right) \right)^a; \quad (3)$$

$$a = (4,59388 \times \lg(1,8 \times T + 32) - 22,82792);$$

где μ_n – вязкость дегазированной чистой нефти (мПа*с);
 T – температура $^{\circ}\text{C}$, и вязкости воды и нефти a при $T = 15,6^{\circ}\text{C}$.

— Модель Гута-Симха [13, 16]:

$$\frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_n} = 1 + 2,5 V_f + 14,1 V_f^2; \quad (4)$$

— Модель Pal and Rhodes (1985 г.) [1, 3, 16]:

$$\frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_n} = 1 + 1,342 \times \frac{\frac{V_f}{V_r}}{1,194 - \frac{V_f}{V_r}}; \quad (5)$$

— Левитона-Лейтона [13]:

$$\frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_n} = \exp [2,5A \times (V_f + V_f^{\frac{5}{3}} + V_f^{\frac{11}{3}})]; \quad (6)$$

$$A = \frac{0,4\mu_n + \mu_v}{\mu_n + \mu_v}$$

где $\mu_{\text{эмул}}$ – вязкость водонефтяной эмульсии;
 V_f – доля водной фазы в водонефтяной эмульсии;
 $V_{\text{инв}}$ – доля воды при которой наступает инверсия фаз;
 μ_n и μ_v – вязкость безводной нефти и воды;
 V_r – обводнённость, при которой наступает инверсия фаз.

— Модель Rønningsen (1995 г.) [1, 19]:

$$\ln \frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_n} = 0,0412 - 0,2605 \times (1,8 \times T + 32) + 3,841 \times V_f + 0,24978 (1,8 \times T + 32) V_f \quad (7)$$

— Модифицированное уравнение Эйнштейна [4, 10]:

$$\mu_{\text{эмул}} = \mu_n \exp \left[1 + 2,5 V_f + 0,75 V_f \exp \left(\frac{\mu_v V_f}{V_f - V_m} \right)^m \right] \quad (8)$$

— Барнеа-Мизрахи [13, 15]:

$$\mu_{\text{эмул}} = \mu_{\text{н}} \exp \left[\frac{K_1 V_f}{V_m} \right], K_1 = 5/3, K_2 = 1; \quad (9)$$

— Полиномиальный [16]:

$$\frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_{\text{н}}} = 1 + K_1 V_f + K_2 V_f^2 + K_3 V_f^3 \quad (10)$$

— Monson [16]:

$$\frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_{\text{н}}} = 1 + 2,5 V_f + 2,19 V_f^2 + 27,45 V_f^3 \quad (11)$$

— Vand [16]:

$$\frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_{\text{н}}} = 1 + 2,5 V_f + 7,3 V_f^2 + 16,2 V_f^3 \quad (12)$$

где $\mu_{\text{эмул}}$ — вязкость водонефтяной эмульсии;
 $\mu_{\text{н}}$ — вязкость безводной нефти;
 $\mu_{\text{в}}$ — вязкость дисперсной фазы;
 V_f — объемная доля дисперсной фазы;
 V_m — максимальное значение дисперсной фазы, при превышении которого наступает разрушение эмульсии;
 K_1, K_2, K_3, m — постоянные, которые определяются экспериментальным методом.

Результаты исследований и их обсуждение

Для определения возможности применения и точности данных моделей проведен их сравнительный анализ. Для анализа используются нефти месторождений Восточной Сибири, различной вязкости и плотности.

Для анализа формул (1–3) взяты зависимости динамической вязкости нефтей различной плотности от температуры (табл. 1).

Результаты проверки в виде средней относительной ошибки аппроксимации приведены в таблице 2.

Таблица 1
ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ
Table 1. Dependence of oil viscosity on temperature

	Вязкость нефти, мПа*с		
	Кулюбинске месторождение 813 кг/м³ при T = 20°C	Средне-Ботуобинское месторождение 868,5 кг/м³ при T = 20°C	Талаканское месторождение 843,3 кг/м³ при T = 20 °C
-10	10,4	125,5	70,2
0	8,6	91,2	40,9
10	7,3	62,8	25,0
20	6,4	42,7	15,9
30	5,6	31,3	10,5
40	4,9	23,4	8,6
50	4,4	18,6	6,4

Средняя относительная ошибка аппроксимации вы-
числяется по формуле:

$$A = \frac{1}{n} \times \sum \frac{\mu_p - \mu_{\text{э}}}{\mu_{\text{э}}} \times 100;$$
 (13)

где n – количество переменных,
 $\mu_p, \mu_{\text{э}}$, – расчетное и экспериментальное значение вязкости.

Таблица 2.
ОТНОСИТЕЛЬНАЯ СРЕДНЯЯ ОШИБКА МОДЕЛЕЙ (1–3)
Table 2. Relative average error of models (1–3)

Средняя относительная ошибка аппроксимации в диапазоне -10 до 60 °C, %	Кулюбинске месторождение 813 кг/м³ при T = 20 °C			Средне-Ботуобинское месторождение 868,5 кг/м³ при T = 20 °C			Талаканское месторождение 843,3 кг/м³ при T = 20 °C		
	Beal	Modified Kartoatmodjo	Petrosky & Farshad	Beal	Modified Kartoatmodjo	Petrosky & Farshad	Beal	Modified Kartoatmodjo	Petrosky & Farshad
	32,3	62,3	52,6	76,5	73,8	77,7	52,1	66,1	56,6

Исходя из полученных значений можно дать следующие рекомендации к применению данных формул:

- 1. Формула Beal (1) имеет наименьшее отклонение для всех представленных нефтей, с уменьшение плотности исследуемой нефти точность увеличивается.
- 2. Модель (1) признается удовлетворительной для Ку-юмбинского месторождения, так как средняя ошибка аппроксимации менее 50% [12]. Остальные модели признаны неудовлетворительными.

Экспериментальные данные вязкости для сравнения моделей (4), (5), (6), (11), (12) были получены при исследовании водонефтяной эмульсии Чаяндинского месторождения. Значения вязкости приведены в таблице 3 (Плотность нефти 867,3 кг/м³, Вязкость, при T = 20 °C, 54,8 мПа*с).

Таблица 3. ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ЧАЯНДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И ОБВОДНЕННОСТИ
Table 3. Dependence of the viscosity of the oil-water emulsion of the Chayandinsky field on temperature and water content

Обводненность пробы, %	Динамическая вязкость нефти, мПа*с, при температуре, °C								
	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60
0,5 (Проба нефти)	391,3	296,4	199,9	95,6	54,8	35,5	22,8	17,5	13,2
10	864,4	528	264,8	149,4	75	51,5	36	23,6	18,2
20	1461,1	861,3	390,8	224,9	117,3	74,6	48,6	36,5	26,2
30	2180,9	1218,3	623,8	311,6	162,5	107,2	70,9	51,8	38,5
40	3771,8	2399,9	1012,2	528,9	302,4	184,4	131,3	90,8	66,3
50	4304,7	2927,9	1679,5	972,6	517,8	323,1	216,8	144,8	102
60	3444,3	2343,8	1344	778,3	414,4	258,6	173,6	115,9	81,7
70	2583,9	1757,7	1008,4	584,1	311,1	194,2	130,4	87,1	61,4
80	1723,5	1172,5	672,9	389,8	207,7	129,7	87,1	58,2	41,1
90	863	578,4	337,3	195,6	104,4	65,3	43,9	29,4	20,8
95	432,8	294,8	169,6	98,5	52,7	33	22,3	15	10,6

Сравнение практических и расчетных данных приведено на рисунке 1.

Расчет был произведен до точки инверсии фаз, по условию использования данных зависимостей. Результаты проверки в виде средней относительной ошибки аппроксимации приведены в таблице 4. Оценка производилась по формуле (13).

Таблица 4. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ СРЕДНЯЯ ОШИБКА МОДЕЛЕЙ
(4), (5), (6), (11), (12)
Table 4. Relative average error of models
(4), (5), (6), (11), (12)

Модель	Гута-Симха (4)	Pal (5)	Левитона- Лейтона (6)	Vand (11)	Monson (12)
Средняя относительная ошибка аппроксимации, %	14,13	18,41	41,04	15,02	17,17

Модели (4), (5), (11), (12) признаны хорошими, так как их относительная ошибка аппроксимации лежит в пределах от 10 до 20%. Модель (6) признается удовлетворительной.

Сравнительный анализ оставшихся формул (7–10) также производится используя данные по водонефтяной эмульсии нефти Чаяндинского месторождения (табл. 3).

Рассмотрим каждую модель по отдельности, так как их расчет весьма трудоемкий, и каждая модель требует индивидуального подхода:

1. Модель Rønningsen (1995 г.). Значения, полученные с помощью этой модели, приведены в таблице 5.

Данная модель пригодна к использованию только до точки инверсии. Средняя относительная ошибка модели растет с увеличением температуры. Средняя относительная ошибка по всему диапазону температур равна 38%. Модель признана удовлетворительной.

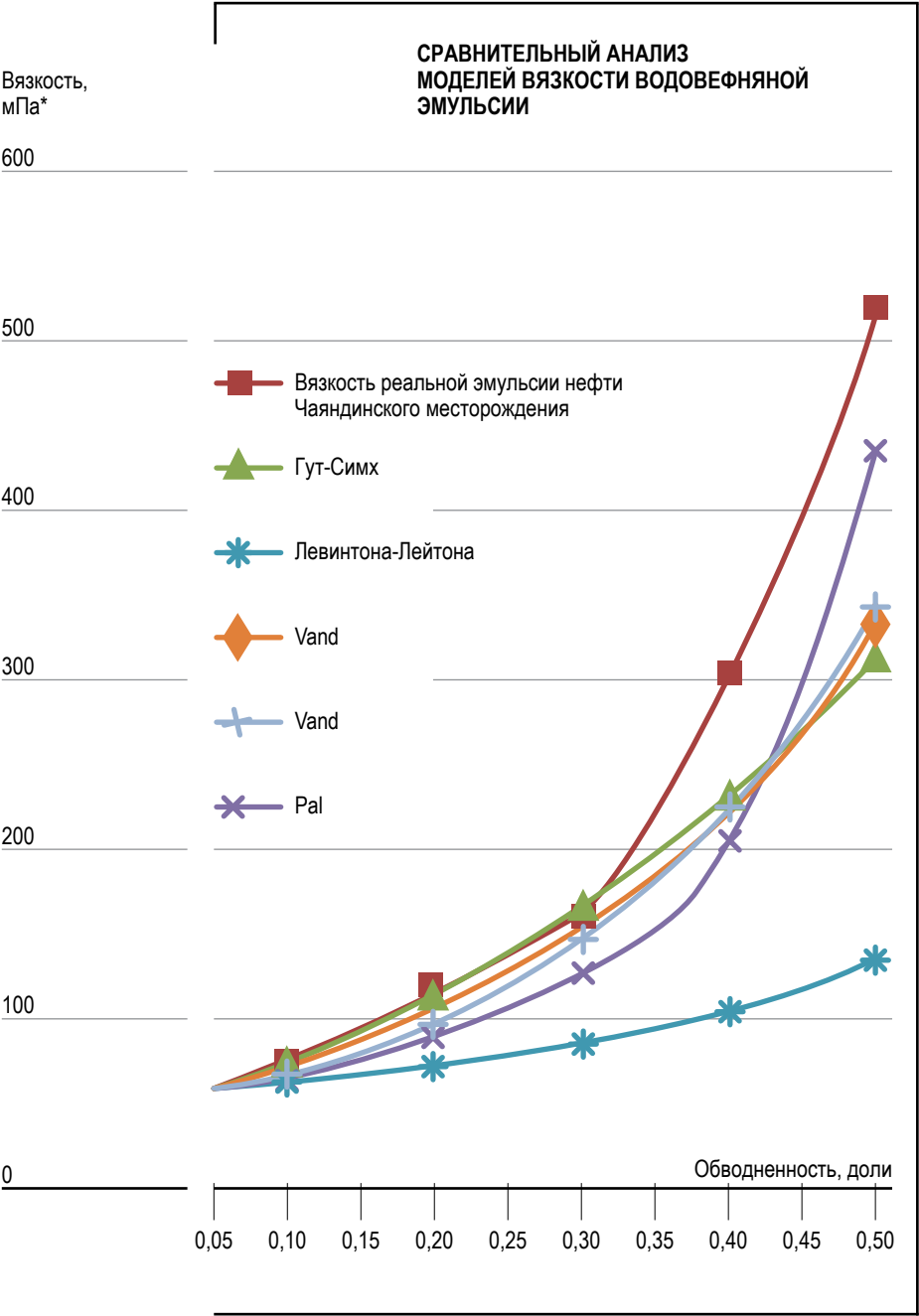


Рис. 1. Сравнение расчетных значений и опытных данных вязкости водонефтяной эмульсии нефти Чаяндынского месторождения при $T = 20^{\circ}\text{C}$.

Fig. 1. Comparison of calculated values and experimental data on the viscosity of the oil-water emulsion of the Chayandinsky field at $T = 20^{\circ}\text{C}$.

Таблица 5.

ЗНАЧЕНИЯ ПОЛУЧЕННЫЕ С ПОМОЩЬЮ МОДЕЛИ RØNNINGSEN

Table 5. Values derived from the Rønningsen model

Обводненность, %	Температура, °C								
	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60
5	484,8	62,8	241,7	112,8	63,1	44,0	25,6	19,2	13,8
10	597,8	452,4	304,8	145,5	83,2	54,2	34,6	26,5	19,9
20	909,0	703,5	484,8	242,0	144,8	82,5	62,9	50,4	41,4
30	1382,2	1094,1	771,0	402,7	252,0	125,4	114,5	96,0	86,3
40	2101,7	1701,4	1226,3	669,9	438,6	190,7	208,4	182,7	179,8
50	3195,7	2645,8	1950,4	1114,4	763,2	289,9	379,4	347,9	374,5
Средняя относительная ошибка аппроксимации, %	33,20	17,33	20,16	16,45	32,86	11,73	40,17	64,46	105,76

Динамическая вязкость водонефтяной эмульсии, мПа*с

2. Уравнение Барнеа-Мизрах.

Сначала проведем расчет с заданным значением констант. Расчет приведен в таблице 6.

Средняя ошибка аппроксимации равна 40,97% по всему диапазону температур.

Произведем пересчет констант уравнения и оценим точность полученной модели. Примем константу $K_2 = 0$ и прологарифмируем обе части уравнения. Так же учтем, что производить моделирование целесообразно только до точки инверсии, которая в нашем случае наступает при обводненности 50%. Таким образом уравнение примет вид:

$$\ln \mu_{\text{отн}} = K_1 \times V_f + C$$

(13)

Таблица 6.

РАСЧЕТ ВЯЗКОСТИ ПО МОДЕЛИ БАРНЕА-МИЗРАХИ
С ЗАДАННЫМИ КОНСТАНТАМИ

Table 6. Calculation of viscosity according to the Barnea-Mizrachi model
with given constants

Обводненность, %	Температура, °С.								
	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60
5	427,2	323,6	218,2	104,4	59,8	38,8	24,9	19,1	14,4
10	470,9	356,7	240,6	115,0	65,9	42,7	27,4	21,1	15,9
20	593,6	449,6	303,2	145,0	83,1	53,8	34,6	26,5	20,0
30	799,3	605,5	408,3	195,3	111,9	72,5	46,6	35,7	27,0
40	1188,7	900,4	607,2	290,4	166,5	107,8	69,3	53,2	40,1
50	2071,7	1569,3	1058,4	506,2	290,1	188,0	120,7	92,7	69,9
Средняя относительная ошибка аппроксимации, %	31,43	33,41	35,25	38,54	41,36	43,80	45,88	48,33	50,70

Динамическая вязкость водонефтяной эмульсии, мПа*с

Расчет константы осуществляется следующим образом: сначала строится зависимость логарифма вязкости эмульсии от обводненности для каждой температуры (рис. 2). Затем, методом наименьших квадратов, определяются коэффициенты для каждого значения температуры (рис. 3). И наконец, определяется зависимость коэффициентов от температуры, и уравнение Барнеа-Мизрахи принимает финальный вид для данного месторождения.

Для нахождения зависимости констант от температуры используем метод наименьших квадратов.

Финальный вид уравнения Барнеа-Мизрахи для водонефтяной эмульсии нефти Чаяндинского месторождения:

$$\ln \frac{\mu_{\text{эмул}}}{\mu_{\text{н}}} = (0,0073 \times T + 4,5976) \times V_f - 0,0041T + 0,0593$$

(14)

Расчетные значения, полученные с помощью этой модели приведены в таблице 7.

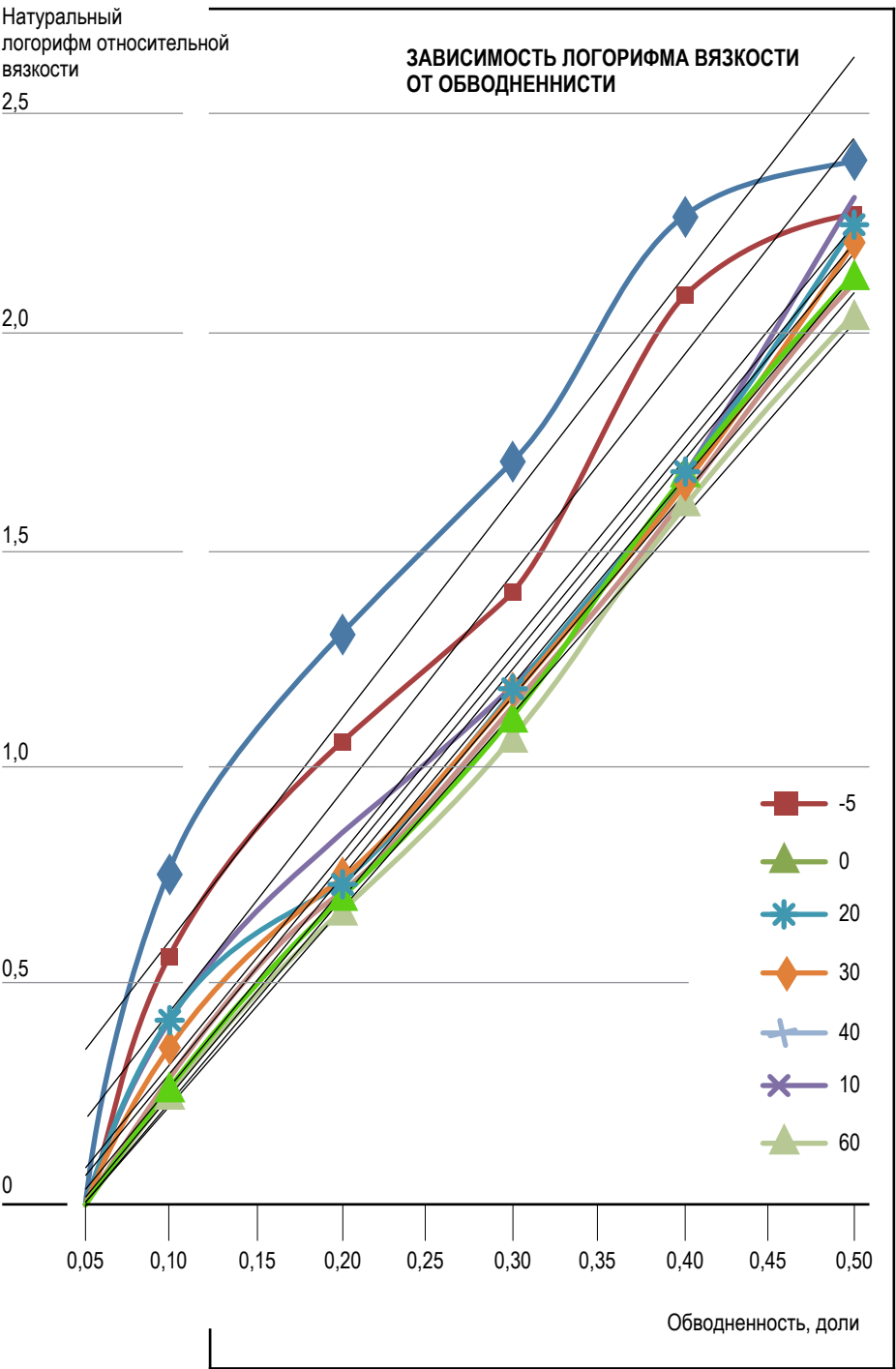


Рис. 2. Промежуточный этап построения модели на основе уравнения Барнеа-Мизрахи.
Fig. 2. Intermediate stage of building a model based on the Barnea-Mizrachi equation.

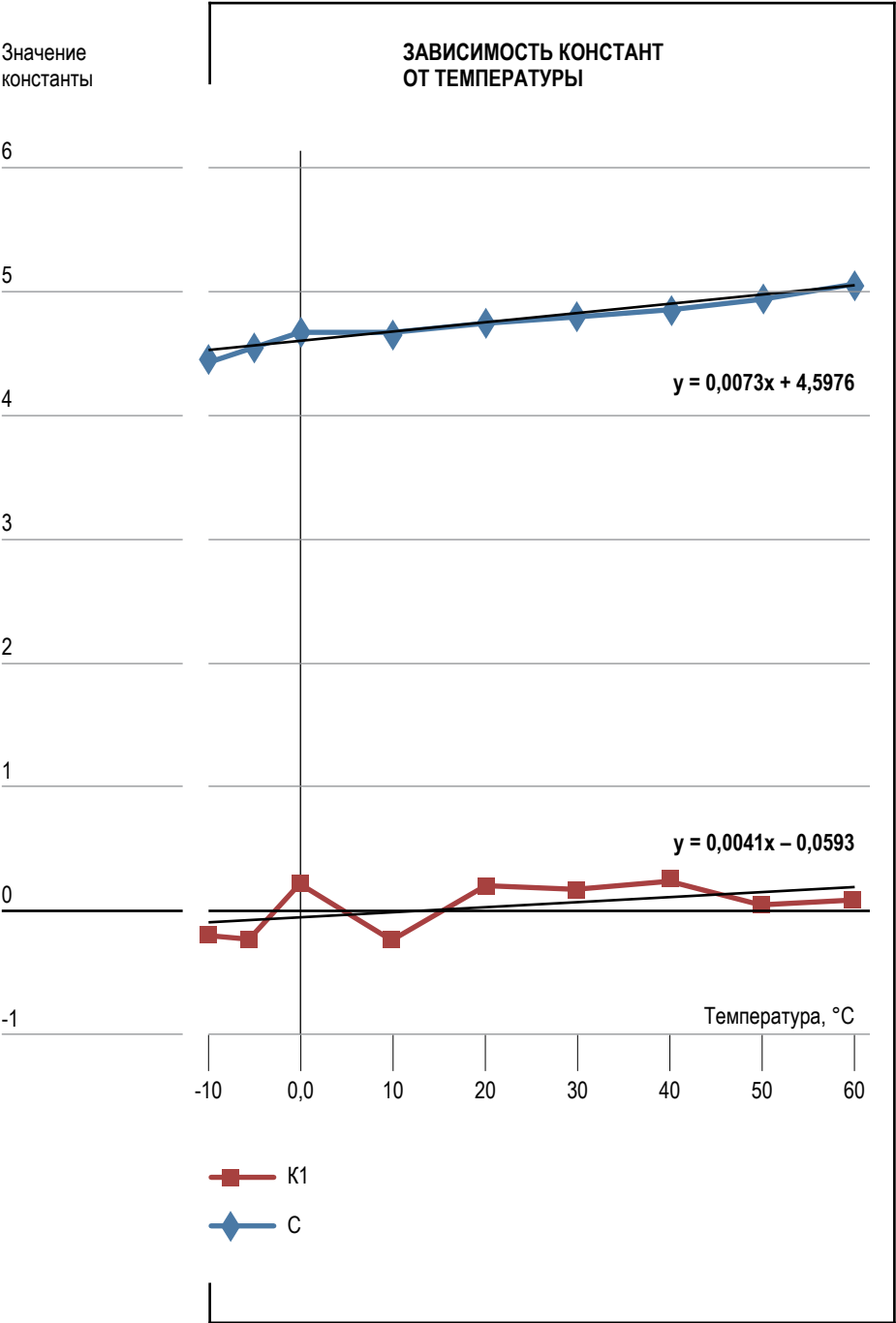


Рис. 3. Определение зависимости констант уравнения Барнеа-Мизрахи от температуры.

Fig. 3. Determination of the dependence of the constants of the Barnea-Mizrachi equation on temperature.

Таблица 7. ЗНАЧЕНИЯ ВЯЗКОСТИ, РАССЧИТАННЫЕ С ПОМОЩЬЮ НОВОЙ ФОРМЫ УРАВНЕНИЯ БАРНЕА-МИЗРАХИ
Table 7. Viscosities calculated using the new form Barnea-Mizrachi equations

Обводненность, %	Температура, оС								
	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60
5	443,8	343,8	237,1	118,6	71,1	48,1	32,3	25,9	20,5
10	556,5	431,8	298,4	149,7	90,1	61,2	41,3	33,3	26,3
20	874,9	681,4	472,5	238,9	144,8	99,1	67,3	54,6	43,6
30	1375,5	1075,2	748,3	381,1	232,6	160,5	109,8	89,7	72,1
40	2162,5	1696,5	1185,1	608,0	373,8	259,8	179,0	147,4	119,2
50	3399,8	2677,0	1876,8	969,9	600,8	420,5	291,9	242,1	197,3
Средняя относительная ошибка аппроксимации, %	31,63	17,45	16,83	11,33	26,00	34,69	36,79	56,92	71,06

Средняя относительна ошибка аппроксимации данной модели 33,6 %. Таким образом рассчитанная модель описывает зависимость вязкости водонефтяной эмульсии от температуры и обводненности точнее, чем изначальная модель.

3. Модифицированное уравнение Эйнштейна имеет смысл только при расчете до точки разрушения эмульсии. Проведем расчет вязкости исследуемой нефти и оценим среднюю относительную ошибку аппроксимации. Так как зависимость носит экспоненциальный характер расчет будем осуществлять до точки инверсии. Методом подбора осуществляем поиск константы *m*, таким образом, чтобы значение средней относительной ошибки аппроксимации было минимальным. Для данного месторождения это значение *m* = 0,385. Значения вязкости, рассчитанные с помощью этого коэффициента представлены в таблице 8.

Таблица 8.

ЗНАЧЕНИЯ ВЯЗКОСТИ РАССЧИТАННЫЕ С ПОМОЩЬЮ МОДИФИЦИРОВАННОГО УРАВНЕНИЯ ЭЙНШТЕЙНА ВЕРТИКАЛЬНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Table 8. Viscosity values calculated using the modified Einstein equation for vertical permeability

Обводненность, %	Температура, °С								
	-10	-5	0	10	20	30	40	50	60
5	391,3	296,4	199,9	95,6	54,8	35,5	22,8	17,5	13,2
10	522,9	396,1	267,1	127,8	73,2	47,4	30,5	23,4	17,6
20	667,3	505,5	340,9	163,0	93,5	60,5	38,9	29,8	22,5
30	836,9	634,0	427,6	204,5	117,2	75,9	48,8	37,4	28,2
40	1081,8	819,5	552,7	264,3	151,5	98,1	63,0	48,4	36,5
50	3667,8	2778,3	1873,7	896,1	513,7	332,8	213,7	164,0	123,7
Средняя относительная ошибка аппроксимации, по каждой температуре, %	40,26	30,87	17,01	22,38	16,88	17,61	20,00	17,81	18,35

Анализируя расчетные данные (табл. 8) видно, что модифицированное уравнение Эйнштейна имеет большую относительную ошибку в области отрицательных температур, и меньшую ошибку в области положительных, что согласуется с ранее проведенными расчетами [8]. Средняя ошибка аппроксимации всей модели равна 26,82 %, модель признается удовлетворительной.

4. Полиномиальный метод подразумевает предварительное определение констант. Так же возможно использовать упрощенную полиномиальную модель, принимая коэффициент K_3 равным 0. Моделирование производится на водонефтяной эмульсии Чаяндинского месторождения (табл. 3). Процесс определения констант аналогичен и выполняется по тому же алгоритму что и для уравнения Барнеа-Мизрахи.

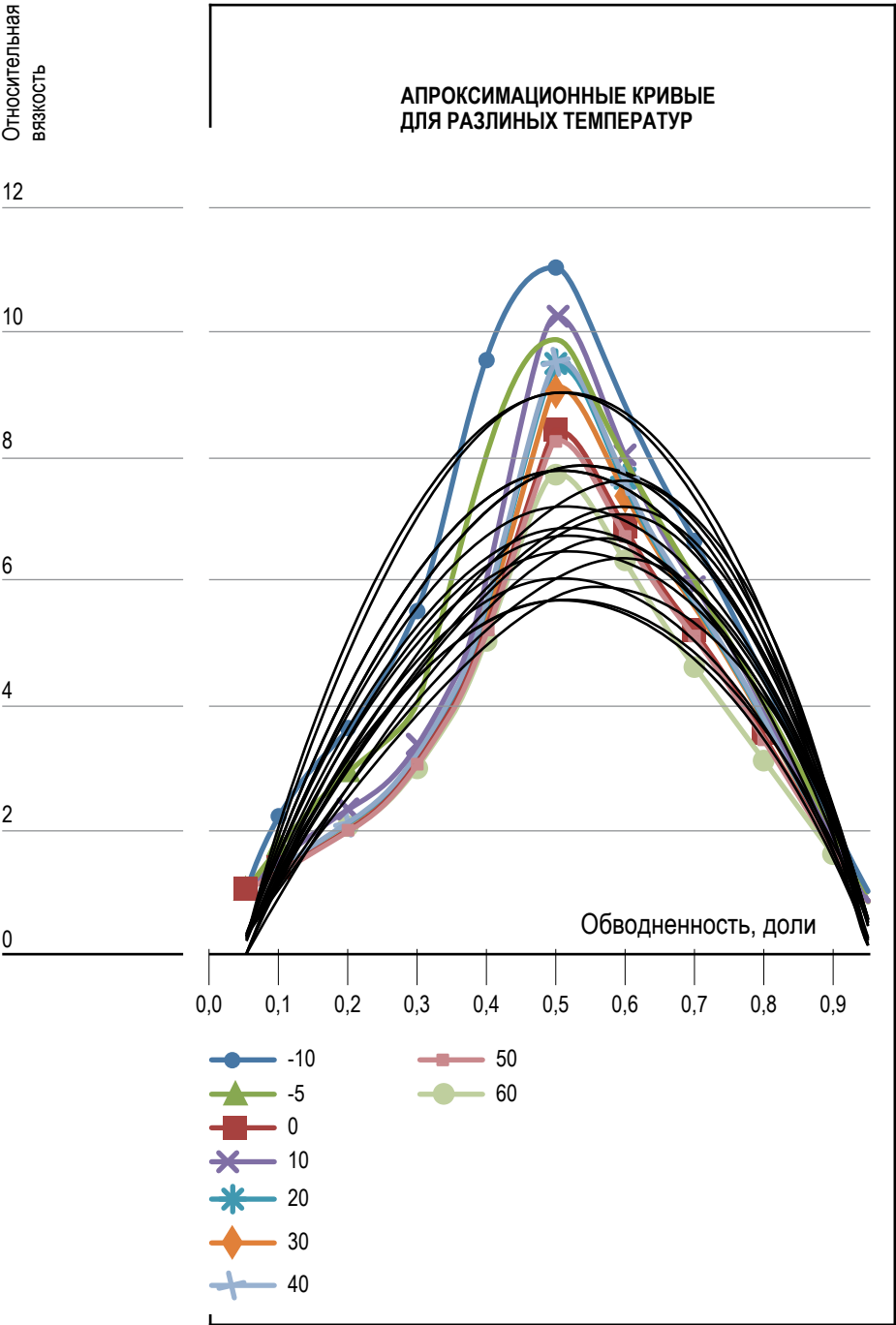


Рис. 4. Аппроксимационные кривые для определения констант полиномиальной модели.

Fig 4. Approximation curves for determining the constants of the polynomial model.

Вначале приведем аппроксимационные кривые для всего диапазона температур (рис. 4). Затем приведем все рассчитанные константы для двух полиномиальных моделей, для каждой температуры, а также относительные отклонения для каждой температуры (табл. 7).

Таблица 7.

КОНСТАНТЫ ДЛЯ УРАВНЕНИЙ ПОЛИНОМИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

Table 7. Constants for the equations of the polynomial model

Значение константы -10		Температура, °С								
		-10	-5	0	10	20	30	40	50	60
Модель кубического полинома	K1	39,0	16,8	11,5	10,5	10,5	10,0	11,5	11,9	12,0
	K2	-32,6	-9,7	16,8	28,5	25,2	23,8	22,9	15,1	11,8
	K3	-6,8	-18,2	-30,2	-41,5	-38,0	-36,1	-36,7	-28,8	-25,5
Модель квадратного полинома	K1	43,1	37,6	29,6	35,3	33,2	31,6	33,4	29,1	27,2
	K2	-42,7	-36,9	-28,5	-33,8	-31,8	-30,3	-32,1	-28,2	-26,4

И заключительная часть, оценка зависимости констант от температуры, и, если зависимость имеется, запись полиномиального уравнения в новой форме.

Так как нет элементарной функции, описывающей зависимость констант от температуры, то модель будет построена по среднему значению констант. Средняя относительная ошибка аппроксимации для квадратного полинома равна 116 % (модель признана неудовлетворительной), для кубического полинома 43 % (модель признана удовлетворительной).

Выводы

В статье описаны и проверены 12 эмпирических зависимостей вязкости нефти, по каждой из которых сделан вывод о пригодности ее использования для нефтей Восточной Сибири. Основные результаты:

1. Определены константы в уравнении Барнеа-Мизрахи для нефти водонефтяной эмульсии Чаяндинского месторождения. Исходная модель модифицирована включением в нее температурной зависимости. Модель протестирована и определено относительное отклонение модели от экспериментальных данных.
2. Определены константы в полиномиальной модели.
3. Определены оптимальные модели для расчета вязкости безводной нефти, рассчитаны их средние относительные ошибки аппроксимации.
4. Отсеяны формулы, не пригодные для использования при определении вязкости нефти и водонефтяных эмульсий месторождений Восточной Сибири.

Библиографический список

1. Бобров Е.В. Расчетные методы определения физико-химических характеристик пластовых углеводородных систем в процессе разработки месторождений: дис. ... канд. физ. хим. наук: 02.00.04. Тюмень, 2006. 174 с.
2. Бэтчелор Дж. Введение в динамику жидкости. М.: Мир, 1973. 758 с.
3. Галикеев Р.М. Исследование закономерности структурообразования парафиносодержащих нефтей в системе добычи и нефтесбора: дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2011. 110 с.
4. Дроздов А.С. Исследование и прогнозирование реологических свойств водонефтяных эмульсий: дис. ... маг. тех. наук: 25.00.17. Тюмень, 2006. 115 с.
5. Иктисанов В.А. Точное описание реологических характеристик неньютоновских систем, обладающих и не обладающих пластическими свойствами // НТИС. Сер. Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. №9. С. 51–70.
6. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Дроздов А.С., Левитина Е.Е. Предупреждение и борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в системе сбора скважинной продукции. 1-е изд. М.: РУСАЙНС, 2020. 158 с.
7. Лобков А.М. Сбор и подготовка нефти и газа на промысле. М.: Недра, 1968. 285 с.

8. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. М.: Недра, 1987. 144 с.
9. Полякова В.В., Шаброва Н.В. Основы теории статистики / М-во образования и науки Рос. Федерации, Урал. федер. ун-т. 2-е изд., испр. и доп. Екатеринбург: Изд-во «Урал» ун-та, 2015. 148 с.
10. Рзаев Аб.Г., Нуриева И.А., Мустафаева Г.Р. Оценка реологических характеристик аномальных нефтей и нефтяных эмульсий // Новые методы и технологии. 2016. №3. С. 55–57.
11. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. 1-е изд. Тюмень: ТИУ, 2017. 92 с.
12. Шарифов А.Р., Мардашов Д.В. Изучение процесса вытеснения сверхвязкой нефти из модели трещинной карбонатной породы углеводородными растворителями // Наука. Инновации. Технологии. 2019. №1. С. 19–34.
13. Эмульсии / под ред. Ф. Шермана; пер. с англ. под ред. А.А. Абрамзона. Л.: Изд-во «Химия», 1972. 448 с.
14. Eyring T. Theory of non-newtonian flow. Solid plastic systems // J.appl. Phys. 1955. Vol. 26. P. 793.
15. Barnea E., Mizrahi J. A generalized approach to the fluid dynamics of particulate systems: Part 1. General correlation for fluidization and sedimentation in solid multiparticle systems. The Chemical Engineering Journal. Volume 5, Issue 2, 1973. P. 171–189.
16. Jing J., Yin R., Yuan Y., Shi Y., Sun J., Zhang M. Determination of the Transportation Limits of Heavy Crude Oil Using Three Combined Methods of Heating, Water Blending, and Dilution, ACS Omega 2020, 5, 9870–9884. P. 3–8.
17. Kartoatmodjo F., Schmidt Z. Large data bank improves crude physical property correlation // Oil & Gas J. 4, 1994, p. 51-55.
18. Petrosky J., Farshad F. Viscosity correlation for the Gulf of Mexico oils, presented at the 1996 SPE Production Operations Symposium, 2. P. 34–42.
19. Ronningsen H. Correlations for predicting Viscosity of W/O-Emulsions based on North Sea Crude Oils. Paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, February 1995. <https://doi.org/10.2118/28968-MS>
20. Standing M.B. Volumetric and phase behavior of oil field hy-

drocarcon system // Society of Petroleum Engineers of AIME. 1981. 9th edition. P. 47–51.

References

1. Bobrov E.V. Computational methods for determining the physico-chemical characteristics of reservoir hydrocarbon systems in the process of field development: dis. ... Candidate of Physical and Chemical Sciences: 02.00.04. Tyumen, 2006. 174 p. (In Russ.).
2. Betchelor Dzh. Introduction to fluid dynamics. Moscow: Mir, 1973. 758 p. (In Russ.).
3. Galikeev R.M. Investigation of the regularities of the structure formation of paraffin-containing oils in the system of extraction and oil collection: dis. ... Candidate of Technical Sciences. Tyumen, 2011. 110 p. (In Russ.).
4. Drozdov A.S. Research and prediction of rheological properties of water-oil emulsions: dis. ... mag. tech. nauk: 25.00.17. Tyumen, 2006. 115 p. (In Russ.).
5. Iktisanov V.A. Precise description of rheological characteristics of non-Newtonian systems with and without plastic properties // NTIS. Ser. Geology, Geophysics and development of oil fields. 1995. No. 9. P. 51–70 (In Russ.).
6. Leont'ev S.A., Galikeev R.M., Drozdov A.S., Levitina E.E. Prevention and control of asphalt-resin-paraffin deposits in the collection system of borehole products. 1st ed. Moscow: RUSAINS, 2020. 158 p. (In Russ.).
7. Lobkov A.M. Collection and preparation of oil and gas in the field. M.: Nedra, 1968. 285 p. (In Russ.).
8. Medvedev V.F. Collection and preparation of unstable emulsions in the fields. Moscow: Nedra, 1987. 144 p. (In Russ.).
9. Polyakova V.V., SHabrova N.V. Fundamentals of the Theory of Statistics / Ministry of Education and Science of the Russian Federation. Federation, Ural. feder. un-t. 2nd ed., ispr. and add. Yekaterinburg: Ural Publishing House. un-ta, 2015. 148 p. (In Russ.).
10. Rzaev Ab. G., Nurieva I.A., Mustafaeva G.R. Evaluation of rheological characteristics of abnormal oils and oil emulsions // New methods and technologies. 2016. No. 3. P. 55–57 (In Russ.).
11. Sevast'yanov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P. Development of

- fields with hard-to-recover oil reserves. 1st ed. Tyumen: TIU, 2017. 92 p. (In Russ.).
12. Sharifov A.R., Mardashov D.V. Study of the process of displacement of ultra-viscous oil from a fractured carbonate rock model by hydrocarbon solvents // *Nauka. Innovation. Technologies*. 2019. No. 1. P. 19–34.
 13. Emulsions / edited by F. Sherman; translated from English. edited by A.A. Abramzon. L.: Publishing house "Chemistry", 1972. 448 p.
 14. Eyring T. Theory of non-newtonian flow. Solid plastic systems // *J.appl. Phys*. 1955. Vol. 26. P. 793.
 15. Barnea E., Mizrahi J. A generalized approach to the fluid dynamics of particulate systems: Part 1. General correlation for fluidization and sedimentation in solid multiparticle systems // *The Chemical Engineering Journal*. Volume 5, Issue 2, 1973, P. 171–189.
 16. Jing J., Yin R., Yuan Y., Shi Y., Sun J., Zhang M. Determination of the Transportation Limits of Heavy Crude Oil Using Three Combined Methods of Heating, Water Blending, and Dilution, *ACS Omega*. 2020, No. 5, 9870–9884. P. 3–8.
 17. Kartoatmodjo F., Schmidt Z. Large data bank improves crude physical property correlation // *Oil & Gas*, 1994, J. 4, p. 51–55.
 18. Petrosky J., Farshad F. Viscosity correlation for the Gulf of Mexico oils, presented at the 1996 SPE Production Operations Symposium, 2-4 April, Oklahoma City, OK, USA, SPE. 1995, paper 294668. P. 34–42.
 19. Ronningsen H. Correlations for predicting Viscosity of W/O-Emulsions based on North Sea Crude Oils. Paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, February 1995. <https://doi.org/10.2118/28968-MS> Published: February, 14. 1995.
 20. Standing M.B. Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon system // *Society of Petroleum Engineers of AIME*. 1981. 9th edition. 3. 47–51.

Поступило в редакцию 14.10.2022,
принята к публикации 30.11.2022.

Об авторах

Дроздов Александр Сергеевич, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.
Тел. 89504852272.
E-mail: Dro3d96@gmail.com

Леонтьев Сергей Александрович, доктор технических наук, профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Тюменского индустриального университета.
Тел. 89199309751.
E-mail: leontevsa@tyuiu.ru

About the authors

Drozдов Alexander, postgraduate student of the department "Development and Operation of Oil and Gas Fields" of Tyumen Industrial University.
Tel. 89504852272.
E-mail: Dro3d96@gmail.com

Leontiev Sergey, Doctor of Technical Sciences, Professor of the Department "Development and Operation of Oil and Gas Fields" of Tyumen Industrial University.
Tel. 89199309751.
E-mail: leontevsa@tyuiu.ru