



# Плотность и вязкость нефти и нефтепродуктов

---

**Лектор:** Умбеткалиева Камилла, PhD, старший преподаватель кафедры физической химии, катализа и нефтехимии НАО «Казахский национальный университет им. аль-Фараби»

Ключевой обзор: <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.11.001>

# Цель и содержание лекции

**Цель:** Сформировать у обучающихся способность характеризовать плотность и вязкость нефти и нефтепродуктов, объяснять их зависимость от температуры, давления и химического состава, а также оценивать методы их определения, прогнозирования и регулирования.

## Содержание

1

Плотность нефти:  
определения,  
градусы API,  
классификация

2

Температурная  
зависимость и  
методы измерения  
плотности

3

Вязкость: виды,  
реологическое  
поведение, влияние  
температуры

4

Влияние состава  
(асфальтены,  
смолы); корреляции  
для прогноза  
вязкости

5

Нефтепродукты;  
методы снижения  
вязкости тяжёлых  
нефтей

# Роль плотности и вязкости в нефтедобыче, транспорте и моделировании

## Добыча и транспорт

«Вязкость и плотность играют очень важную роль в добыче нефти и её транспортировке по трубопроводам» (Alomair et al., 2016).

## Моделирование

Вязкость и плотность — важные исходные параметры для численного моделирования пластов и процессов.

## Проблемы экспериментального определения

Получить надёжные данные о вязкости и плотности трудно, особенно для пластовой (газонасыщенной, live) нефти; данные для дегазированной нефти служат отправной точкой для прогноза свойств пластовой.

## Факторы, определяющие вязкость нефти

- Химический состав исходной нефти
- Температура — обратная зависимость: при нагреве вязкость снижается
- Плотность — прямая зависимость: чем плотнее нефть, тем она более вязкая
- Нефти разного состава могут иметь одинаковую плотность в °API → прогноз только по °API даёт большие ошибки

## Технологические последствия высокой вязкости

- Рост мощности насосов при транспортировке на большие расстояния
- Увеличение потерь давления и эксплуатационных затрат
- Особенно остро — в холодном климате и на шельфе

**Обозначения:** °API — плотность в градусах Американского нефтяного института (American Petroleum Institute); пластовая (live) нефть — нефть с растворённым газом в пластовых условиях; дегазированная (dead) нефть — нефть после выделения газа, при атмосферном давлении.

# Плотность нефти: основные понятия и классификация по шкале API

## Основные понятия

**Плотность  $\rho$**  — масса единицы объёма (кг/м<sup>3</sup>, г/см<sup>3</sup>)

**Относительная плотность (SG)** — отношение плотности нефти к плотности воды при стандартной температуре 15,6 °C (60 °F)

- Чем выше °API, тем легче нефть

$$^{\circ}\text{API} = 141,5 / \text{SG}(60^{\circ}\text{F}) - 131,5$$

**Тяжёлая нефть:** °API < 20 (по МЭА и USGS); тяжёлые и сверхтяжёлые нефти — низкая плотность в °API (< 20) и высокая вязкость.

**Обозначения:** SG (specific gravity) — относительная плотность при 60 °F/60 °F; °API — градусы Американского нефтяного института; МЭА — Международное энергетическое агентство; USGS — Геологическая служба США. Пример: SG = 1,000 → 10 °API; SG = 0,966 → 15 °API.

## Тяжёлые нефти: литературные данные

**14,09–16,33 °API**

Тяжёлые кувейтские нефти А, В, С;  $\rho = 0,9394\text{--}0,9698$  г/см<sup>3</sup> в интервале температур измерений (Al-Adwani, Al-Mulla, 2019)

**0,9762 г/см<sup>3</sup>**

Тяжёлая нефть месторождения Бохай (Китай); вязкость 38 700 мПа·с при 50 °C и скорости сдвига 5 с<sup>-1</sup> (Wang et al., 2024)

**11,68–13,48 °API**

Три тяжёлые нефти в исследовании влияния асфальтенов и смол на вязкость (Alomair et al., 2025)

# Температурная зависимость плотности нефти: прогнозные модели

## Экспериментальная база

- 30 образцов тяжёлой дегазированной нефти
- 376 экспериментальных точек
- Интервал 20–160 °C
- Погрешность плотности  $\leq 0,5 \text{ кг/м}^3$

## Модель Standing (1947)

- Плотность при стандартных условиях  $\rho_{sc}$  корректируется на давление ( $\Delta p$ ) и температуру ( $\Delta T$ );  $T$  — в градусах Ранкина ( $^{\circ}R = ^{\circ}F + 459,67$ )
- Для дегазированной нефти при атмосферном давлении поправка на давление не учитывается

## Предложенная модель: $\rho_{od} = a + b \cdot \text{API}(60^{\circ}\text{F}) + c \cdot T$

$a = 1,072408845$ ;  $b = -0,00652625$ ;  $c = -0,0006639$ ;  $\rho_{od}$  — г/см<sup>3</sup>,  $T$  — °C ( $c < 0$ : плотность снижается при нагревании)

**AARE 0,61 %**

Модель Standing (1947),  $R^2 = 0,98$

**AARE 0,04 %**

Предложенная модель,  $R^2 = 0,99$

**22,5 % → 2,3 %**

Погрешность расчёта плотности по уравнению состояния Пенга–Робинсона до и после настройки

**Обозначения:**  $\rho_{od}$  — плотность дегазированной (dead) нефти;  $\text{API}(60^{\circ}\text{F})$  — плотность в  $^{\circ}\text{API}$  при  $60^{\circ}\text{F}$  ( $15,6^{\circ}\text{C}$ ); AARE — средняя абсолютная относительная погрешность, %;  $R^2$  — коэффициент детерминации (доля разброса данных, описанная моделью; 1 — идеальное совпадение).

# Методы определения плотности нефти и нефтепродуктов

## 1 Ареометрический метод (ASTM D1298)

Ареометр погружают в пробу и снимают отсчёт по шкале; результат приводят к стандартной температуре.

## 2 Цифровой плотномер с U-образной трубкой (ASTM D4052, ISO 12185)

Плотность определяют по частоте колебаний U-образной трубки, заполненной пробой.

## 3 Пикнометрический метод

Плотность рассчитывают по массе пробы, заполняющей сосуд известного объёма.

## 4 Высокие давления и температуры

Вискозиметр-денситометр с катящимся шаром: 298,2–532,6 К (25–259 °C), до 300 МПа; расширенная неопределённость плотности 0,6 % ( $k = 2$ ).

## Зависимость плотности от давления

Плотность дизельных топлив при высоком давлении описывается уравнением Тейта (Tait) — эмпирическим уравнением зависимости плотности жидкости от давления; плотность растёт с давлением (Rowane et al., 2019; Schaschke et al., 2013).

## ▶ Видеоматериалы (YouTube)

[ASTM D1298 — ареометрический метод](#)  
[Density, relative density and API gravity](#)

**Обозначения:** ASTM — American Society for Testing and Materials (Американское общество по испытаниям и материалам); ISO — Международная организация по стандартизации; К — кельвин;  $k = 2$  — коэффициент охвата (доверительная вероятность  $\approx 95$  %).

# Динамическая и кинематическая вязкость: определения и методы измерения

## Динамическая вязкость $\mu$

$$\tau = \mu \cdot (dv/dy)$$

Единицы: Па·с; 1 мПа·с = 1 сП

## Кинематическая вязкость $\nu$

$$\nu = \mu / \rho$$

Единицы: м<sup>2</sup>/с; 1 мм<sup>2</sup>/с = 1 сСт

### Капиллярные вискозиметры

ASTM D445: кинематическая вязкость по времени истечения пробы через калиброванный капилляр; динамическая вязкость  $\mu = \nu \cdot \rho$ .

### Ротационные реометры

Haake RheoStress RS100 — тяжёлая нефть и её смеси (Hasan et al., 2010); Anton Paar MCR301, плоскость–плоскость, 0–50 с<sup>-1</sup> (Xin et al., 2017).

### Высокое давление

Вискозиметр с падающим грузом (Schaschke et al., 2013); с катящимся шаром — неопределённость вязкости 2,5 % (Rowane et al., 2019).

### ▶ Видеоматериалы (YouTube)

[Ubbelohde Glass Capillary Kinematic Viscometer Demonstration](#)

[ASTM D445 vs ASTM D7042 \(капиллярный и ротационный вискозиметр Штабингера\)](#)

**Обозначения:**  $\tau$  — касательное напряжение сдвига, Па;  $dv/dy$  — градиент скорости по нормали к потоку (скорость сдвига  $\dot{\gamma}$ ), с<sup>-1</sup>;  $\rho$  — плотность, кг/м<sup>3</sup>; сП — сантипуаз; сСт — сантистокс; ASTM D7042 — метод с ротационным вискозиметром Штабингера.

# Реологические свойства нефти: ньютоновское и неньютоновское течение

## Ньютоновская жидкость

Вязкость не зависит от скорости сдвига:

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma}$$

## Бингамовская жидкость

Течёт только после превышения предельного напряжения сдвига  $\tau_0$ :

$$\tau = \tau_0 + \mu_B \cdot \dot{\gamma}$$

## Псевдопластичная жидкость

(shear-thinning): вязкость снижается с ростом напряжения сдвига.

## Тяжёлая нефть Бохай (Xin et al., 2017)

Бингамовская жидкость с неньютоновскими свойствами; при высоких температурах упругие свойства исчезают и нефть ведёт себя как ньютоновская. Пороговый градиент давления (ПГД) в пористой среде появляется при вязкости выше критической (42–54 мПа·с) для заданной проницаемости.

## Смеси тяжёлой и лёгкой нефти (Hasan et al., 2010)

Предел текучести тяжёлой нефти — 0,7 Па; у её смеси с лёгкой нефтью предел текучести отсутствует.

## Тяжёлые кувейтские нефти (Al-Adwani, Al-Mulla, 2019)

Нефти псевдопластичны: вязкость падает с ростом температуры и напряжения сдвига. Выше WAT нефть ньютоновская, ниже температуры застывания образует гель; парафиновые отложения на стенках труб возможны ниже температуры помутнения.

**Обозначения:**  $\dot{\gamma}$  — скорость сдвига,  $\text{с}^{-1}$ ;  $\tau_0$  — предельное напряжение сдвига (предел текучести), Па;  $\mu_B$  — пластическая вязкость, Па·с; ПГД — минимальный градиент давления, при котором нефть начинает двигаться в пласте; WAT (wax appearance temperature) — температура начала кристаллизации парафинов.

# Температурная зависимость вязкости нефти

## Уравнение Аррениуса: $\mu = A \cdot \exp(E_a / RT)$

Линейная зависимость  $\ln \mu$  от  $1/T$ ; применено для тяжёлых нефтей Бохай и Кувейта

### Экспериментальные закономерности

- Вязкость снижается с ростом температуры и с уменьшением содержания асфальтенов (Xin et al., 2017)
- Ниже 40 °С вязкость образцов:  $C > A > B$ ; выше 40 °С значения близки из-за плавления изопарафинов; ниже 20 °С различия растут (Al-Adwani, Al-Mulla, 2019)
- Отклонение от уравнения Аррениуса указывает на неньютоновское течение, вызванное образованием парафинов и гелеобразованием
- При 20–160 °С отдельные значения вязкости тяжёлых нефтей превышали 10 000 сП, тогда как большинство опубликованных моделей ограничено  $\approx 600$  сП (Alomair et al., 2016)

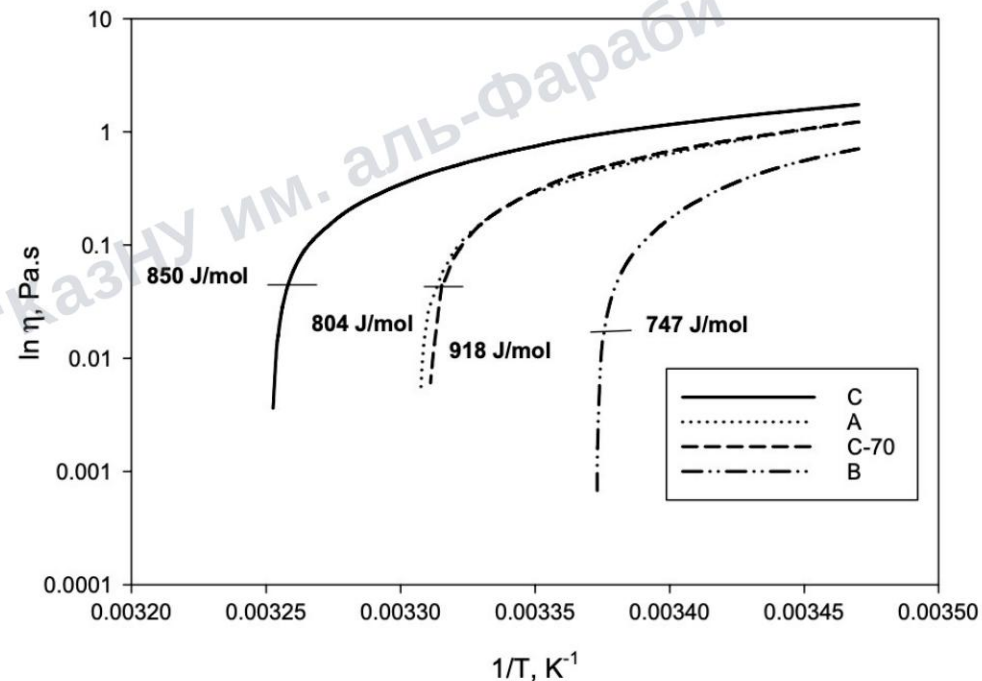


**Рис. 1.** Зависимость вязкости от обратной температуры (координаты Аррениуса) для тяжёлых нефтей A, B, C и C-70 (нефть C + 70 ppm ПАА); указаны энергии активации, Дж/моль. Источник: Al-Adwani, Al-Mulla, 2019, Fig. 6.

**Обозначения:**  $\mu$  — динамическая вязкость, Па·с;  $A$  — предэкспоненциальный множитель, Па·с;  $E_a$  — энергия активации вязкого течения, Дж/моль;  $R$  — универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/(моль·К);  $T$  — абсолютная температура, К; сП — сантипуаз (1 сП = 1 мПа·с).

# Влияние смолисто-асфальтеновых компонентов на вязкость нефти

## Alomair, Folad, Elsharkawy (Fuel, 2025)

- Проблема: большинство моделей вязкости дегазированной нефти не учитывают содержание асфальтенов и смол
- 357 значений вязкости: 3 тяжёлые нефти (11,68–13,48 °API) и их реконструированные варианты; 77–176 °F (25–80 °C), атмосферное давление
- Групповой состав SARA — тонкослойной хроматографией с проверкой ВЭЖХ и абсорбционной спектроскопией
- Новая корреляция: вязкость =  $f(T, \text{°API}, \text{асфальтены}, \text{смолы})$ ; 250 наборов данных — обучение, 107 — проверка
- Сравнение с 19 известными корреляциями; диапазон °API в данных модели: 11,68–28,78

**18,53 % / 20,83 %**

Средняя абсолютная относительная погрешность (обучение / проверка) — наименьшая среди моделей

**$R^2 = 0,97 / 0,96$**

Наивысший коэффициент детерминации (обучение / проверка)

## Данные других исследований

Образец с наибольшим содержанием асфальтенов — самый плотный и самый вязкий ниже 40 °C (Al-Adwani, 2019); снижение доли асфальтенов уменьшает вязкость (Xin, 2017).

**Обозначения:** SARA — насыщенные углеводороды (Saturates), ароматические (Aromatics), смолы (Resins), асфальтены (Asphaltenes); ВЭЖХ — высокоэффективная жидкостная хроматография; AARE — средняя абсолютная относительная погрешность;  $R^2$  — коэффициент детерминации.

# Корреляции для прогнозирования вязкости дегазированной нефти

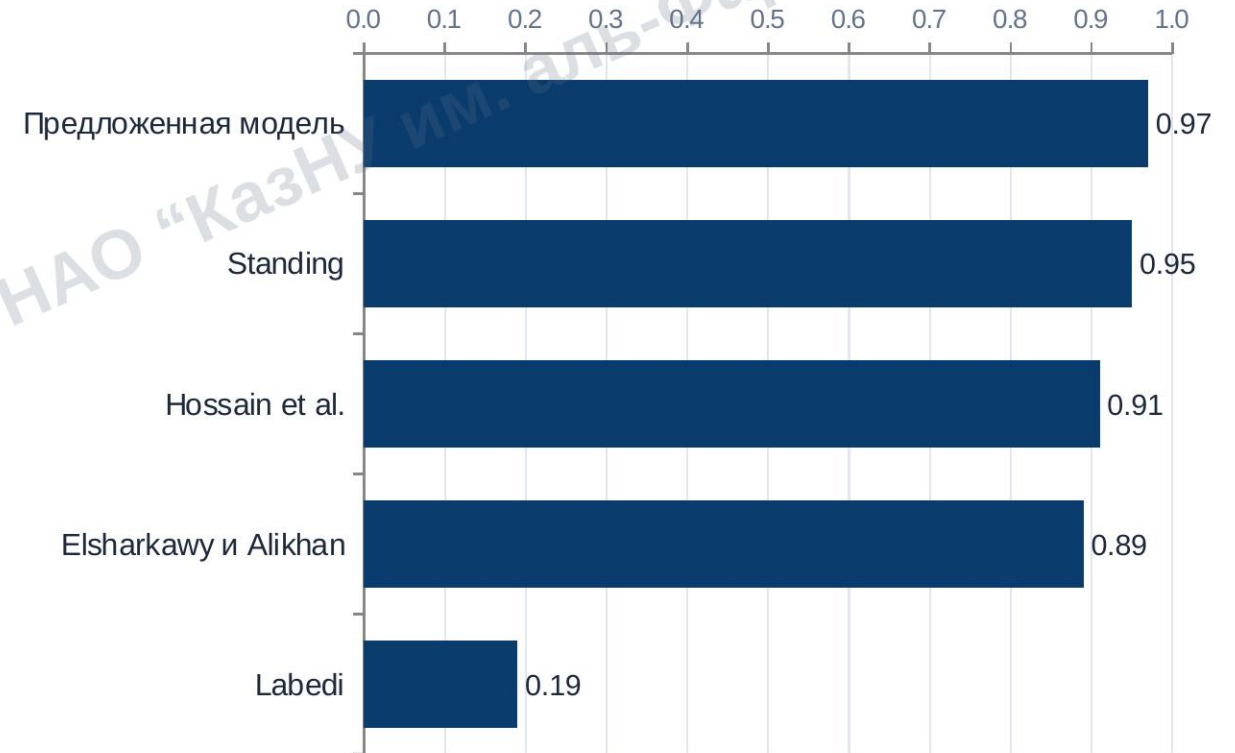
## Оценённые корреляции (10)

Beal (1946), Standing (1947), Beggs и Robinson (1975), Glaso (1980), Labedi (1992), Kartoatmodjo и Schmidt (1994), Petrosky и Farshad (1995), Elsharkawy и Alikhan (1999), Hossain et al. (2005), Naseri et al. (2005)

## Выводы авторов

- Standing (1947) — наиболее приемлемая из опубликованных
- Большинство моделей ненадёжны в широком интервале температур
- Универсальная модель только по °API и Т труднодостижима
- Плотность лучше использовать как промежуточную переменную:  $\ln \rho_{od} = \hat{a} + \hat{b}/T^2 + \hat{c} \cdot \rho_{od}^2 \cdot \ln \rho_{od}$  (отдельные коэффициенты для  $T < 100^\circ\text{C}$  и  $T > 100^\circ\text{C}$ )
- Подход на основе уравнения состояния (теория Энскога) — погрешность  $\approx 80\%$  после настройки

Коэффициент детерминации  $R^2$  на данных 30 тяжёлых нефтей



**Обозначения:**  $\mu_{od}$ ,  $\rho_{od}$  — вязкость и плотность дегазированной нефти;  $\hat{a}$ ,  $\hat{b}$ ,  $\hat{c}$  — эмпирические коэффициенты, найденные регрессией;  $R^2$  — коэффициент детерминации (чем ближе к 1, тем точнее модель); уравнение состояния (EoS) — связь давления, объёма и температуры вещества.

# Плотность и вязкость дизельных топлив и биодизельных смесей

## Rowane et al., 2019

*J. Chem. Eng. Data*

- 3 дизельных топлива: высокопарафиновое (HPF), высокоароматическое (HAR) и со сверхнизким содержанием серы (ULSD)
- 298,2–532,6 К (25–259 °C); до 300 МПа
- Уравнения Тейта: погрешность 0,6 % ( $\rho$ ) и 4,0 % ( $\mu$ )
- Плотность — уравнение состояния PC-SAFT; вязкость — метод энтропийного масштабирования; входные данные: средняя молекулярная масса и атомное отношение H/C

## Schaschke et al., 2013

*Processes*

- 5 топлив, в т. ч. с 5 % метилового эфира рапсового масла
- 298–373 К (25–100 °C), высокое давление
- Топливо 1 (при нулевом избыточном давлении):  $\rho \approx 827 \rightarrow \approx 776 \text{ кг/м}^3$ ,  $\mu \approx 3 \rightarrow \approx 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$  при нагреве от 298 до 373 К
- Зависимость вязкости от давления аппроксимирована экспоненциальной функцией: вязкость резко растёт с давлением

## Alptekin, Canakci, 2008

*Renewable Energy*

- 2 дизельных топлива + биодизель из 6 видов сырья; смеси B2–B75 (2–75 % об. биодизеля)
- Измерения по методам ASTM
- Вязкость смесей — уравнение Грюнберга–Ниссена (аррениусовское правило смешения)
- Плотность и вязкость растут с увеличением доли биодизеля; отличное согласие расчёта и эксперимента

**Обозначения:** PC-SAFT — Perturbed-Chain Statistical Associating Fluid Theory (уравнение состояния); H/C — отношение числа атомов водорода и углерода; К — кельвин; B2–B75 — смеси с 2–75 % биодизеля; Грюнберг–Ниссен (аррениусовская форма):  $\ln \mu_{\text{см}} = \sum x_i \cdot \ln \mu_i$ ,  $x_i$  — доля компонента.

# Трубопроводный транспорт тяжёлых нефтей: основные проблемы

## Факторы, осложняющие транспорт

- Добыча тяжёлых и сверхтяжёлых нефтей в мире растёт
- Низкая плотность в °API (< 20) и высокая вязкость
- Обычные трубопроводы рассчитаны на более лёгкие нефти

## Сопутствующие осложнения

- Отложения асфальтенов и парафинов
- Пластовая вода и соли
- Коррозия оборудования

## Методы снижения вязкости и улучшения течения

Разбавление более лёгкой нефтью

Нагрев (термическая обработка)

Эмульсии «нефть в воде» с ПАВ

Кольцевой слой воды у стенки трубы (core-annular flow)

Присадки: ПАВ и полимеры

Каждый метод имеет логистические, технические или экономические ограничения (Souas et al., 2020)

**Обозначения:** ПАВ — поверхностно-активные вещества; °API — плотность в градусах Американского нефтяного института; core-annular flow — перекачка, при которой вязкая нефть движется в «ядре» потока, окружённом кольцевым слоем воды.

# Экспериментальные данные по снижению вязкости тяжёлых нефтей

## Смешение с лёгкой нефтью (Hasan et al., 2010)

Добавление ограниченного количества лёгкой нефти оказалось эффективнее других рассмотренных способов; предел текучести 0,7 Па у смеси исчезает.

## Разбавители (Saeedi Dehaghani, Badizad, 2016)

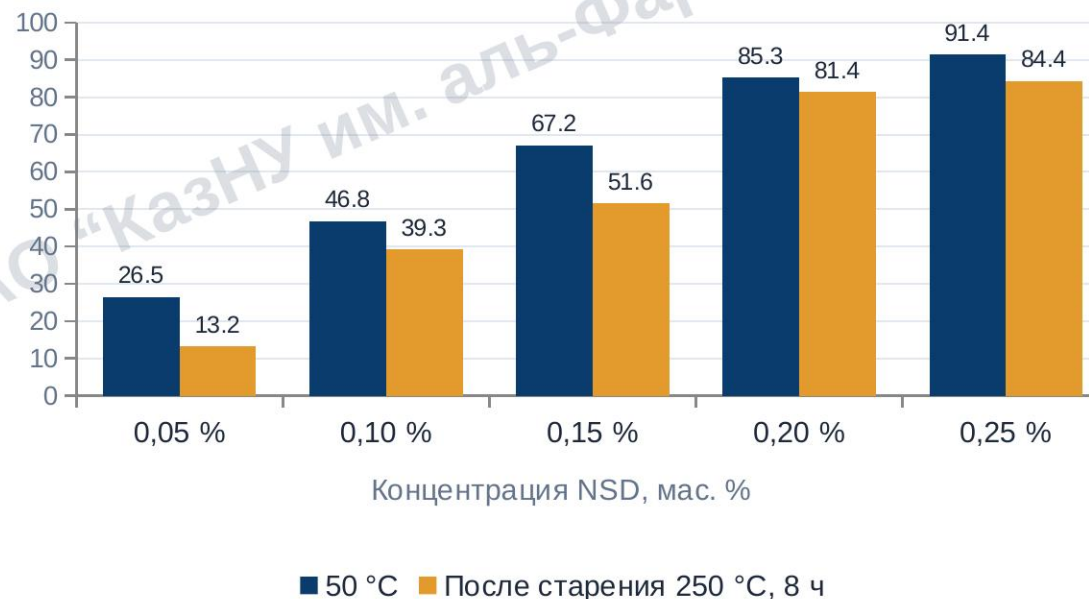
Толуол, н-гептан и нефтяная фракция снижают вязкость, но эффект ослабевает с ростом концентрации; метанол повышает вязкость (водородные связи); газовый конденсат эффективнее для более тяжёлой нефти, слабее при высоких Т. Лучшая модель — Ледерера.

## Полимеры и ПАВ (Al-Adwani, Al-Mulla, 2019)

70 ppm полиакриламида (ПАА) снижают вязкость, особенно при низких температурах.

**Обозначения:** NSD — амфифильный модифицированный нанокремнезём (понижитель вязкости, синтезированный авторами); старение — выдержка при 250 °C в течение 8 ч (проверка термостабильности); ppm —  $\text{млн}^{-1}$  (мг/кг); модель Ледерера — правило расчёта вязкости смеси нефти с растворителем.

Снижение вязкости (%) нанокремнезёмом NSD (Wang et al., 2024)



Исходная вязкость нефти Бохай — 38 700 мПа·с (50 °C). Для сравнения: традиционный понизитель вязкости AS (обозначение авторов) при 0,2 % — 55,68 %.

# Заключение: основные выводы и нерешённые задачи

1

**Ключевые параметры.** Плотность и вязкость определяют условия добычи, трубопроводного транспорта и численного моделирования; надёжные измерения затруднены, особенно для пластовой нефти.

2

**Ограниченность корреляций.** Нефти разного состава могут иметь одинаковую плотность в °API; большинство моделей вязкости ненадёжны в широком интервале температур.

3

**Роль состава.** Учёт содержания асфальтенов и смол повышает точность прогноза вязкости ( $R^2 = 0,96-0,97$ ).

4

**Неньютоновское поведение.** Тяжёлые и парафинистые нефти проявляют предел текучести, гелеобразование ниже температуры застывания и отклонение от уравнения Аррениуса.

5

**Снижение вязкости.** Каждый метод имеет ограничения; для новых реагентов важна стабильность при высоких температурах (у NSD 0,2 %: 85,29 % → 81,36 % после старения при 250 °C).

# Список литературы и видеоматериалы

1. Alomair O., Jumaa M., Alkorie M., Hamed M. Heavy oil viscosity and density prediction at normal and elevated temperatures // J. Petrol. Explor. Prod. Technol. – 2016. [doi:10.1007/s13202-015-0184-8](https://doi.org/10.1007/s13202-015-0184-8)
2. Alomair O., Folad E., Elsharkawy A.M. Effects of asphaltene and resin contents on crude oil viscosity // Fuel. – 2025. – Vol. 405. – 136575. [doi:10.1016/j.fuel.2025.136575](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.136575)
3. Al-Adwani H., Al-Mulla A. The analysis of drag reduction in Kuwaiti crude oil samples using surfactants and polyacrylamide // J. Petrol. Explor. Prod. Technol. – 2019. – Vol. 9. – P. 2235–2245. [doi:10.1007/s13202-018-0590-9](https://doi.org/10.1007/s13202-018-0590-9)
4. Xin X. et al. Non-Newtonian flow characteristics of heavy oil in the Bohai Bay oilfield // Energies. – 2017. – Vol. 10(11). – 1698. [doi:10.3390/en10111698](https://doi.org/10.3390/en10111698)
5. Hasan S.W., Ghannam M.T., Esmail N. Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation // Fuel. – 2010. – Vol. 89(5). [doi:10.1016/j.fuel.2009.12.021](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.12.021)
6. Saeedi Dehaghani A.H., Badizad M.H. Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting... // Petroleum. – 2016. – Vol. 2(4). – P. 415–424. [doi:10.1016/j.petlm.2016.08.012](https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.012)
7. Martínez-Palou R. et al. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review // J. Petrol. Sci. Eng. – 2011. – Vol. 75. [doi:10.1016/j.petrol.2010.11.020](https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.11.020)
8. Souas F., Safri A., Benmounah A. A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation // Petroleum Research. – 2020 (online). [doi:10.1016/j.ptlrs.2020.11.001](https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2020.11.001)
9. Rowane A.J. et al. Effect of composition, temperature, and pressure on the viscosities and densities of three diesel fuels // J. Chem. Eng. Data. – 2019. – Vol. 64(12). – P. 5529–5547. [doi:10.1021/acs.jced.9b00652](https://doi.org/10.1021/acs.jced.9b00652)
10. Schaschke C., Fletcher I., Glen N. Density and viscosity measurement of diesel fuels at combined high pressure and elevated temperature // Processes. – 2013. – Vol. 1(2). – P. 30–48. [doi:10.3390/pr1020030](https://doi.org/10.3390/pr1020030)
11. Alptekin E., Canakci M. Determination of the density and the viscosities of biodiesel–diesel fuel blends // Renewable Energy. – 2008. – Vol. 33(12). – P. 2623–2630. [doi:10.1016/j.renene.2008.02.020](https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.02.020)
12. Wang Y. et al. The role of amphiphilic nanosilica fluid in reducing viscosity in heavy oil // Energies. – 2024. – Vol. 17(11). – 2625. [doi:10.3390/en17112625](https://doi.org/10.3390/en17112625)

## Видеоматериалы (YouTube)

1. ASTM D1298 — ареометрический метод определения плотности
2. Density, relative density and API gravity
3. Ubbelohde Glass Capillary Kinematic Viscometer Demonstration
4. ASTM D445 vs ASTM D7042
5. Viscosity Fundamentals Webinar: Newtonian & non-Newtonian

## Нормативные методы

ASTM D1298, ASTM D4052, ISO 12185 — плотность; ASTM D445, ASTM D7042 — вязкость.