

СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СТАНДАРТИЗАЦИИ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ

Профессор Матякубова Парагат Майлиевна

Ташкентский государственный технический университет имени Ислама
Каримова кафедра «Метрология, техническое регулирование, стандартизация и
сертификация»

Мирпулатова Дилафруз Миршовкат кизи

Магистр 1+1 Ташкентский государственный технический университет имени
Ислама Каримова и НИЯУ МИФИ

Аннотация: Эта статья посвящена изучению нынешних методов и тестов для измерения плотности нефти, подчеркивая их важность для нефтяного сектора, например, в поиске нефти, переработке, доставке и оценке качества продукта. Тщательное рассмотрение уделяется изучению глобальных и местных показателей (ASTM, ISO, ГОСТ), чтобы определить проблемы и возможности для их внедрения в Узбекистан. Исследование контрастирует с различными методами, проблемами с измерением и управлением и предлагает исправления с компьютерными инструментами и глобальным соглашением. Заключительные замечания подчеркивают важность единого метода и возможностей для дополнительных исследований.

Abstract: This article examines current methods and tests for measuring oil density, emphasizing their importance for the petroleum sector, e.g. in oil sourcing, refining, delivery and product quality assessment. Careful consideration is given to examining global and local indicators (ASTM, ISO, GOST) to identify challenges and opportunities for their adoption in Uzbekistan. The study contrasts different methods, measurement and management problems and suggests fixes with computerized tools and global agreement. Concluding remarks emphasize the importance of a unified method and opportunities for additional research.

Ключевые слова: Нефть, плотность, бурение, API-гравитация, густота, стабилизация, денсиметр, ГОСТ 3900-85, эталон, вибрационный.

Введение: Вес необработанного масла рассматривается как ключевая физическая черта, которая влияет на качество нефти [1] и его технические особенности, что, в свою очередь, влияет на методы, используемые для получения, совершенствования и перемещения его. Точное и достоверное измерение плотности [2] имеет важное значение для вычислений в деловых сделках и оценке депозитов нефти. Важность предмета заключается в растущей потребности в соответствии с глобальными и местными правилами в расширении мирового рынка нефти.

В Узбекистане важность этой проблемы подчеркивается ростом экспорта и уточнения нефтяных товаров, а также включение нефтяного сектора страны в мировую коммерческую сеть. Требование по повышению продаваемости узбекских нефтяных товаров во всем мире требует перехода к современным методам для оценки веса нефти, требующего тщательного изучения и оценки нынешней ситуации и потенциальных путей для их принятия.

Статья направлена на изучение текущих правил для измерения тяжести нефти, точно определить фундаментальные проблемы в их использовании и наметить потенциал для развития методов и контрольных показателей, особенно с акцентом на Узбекистан. Методологической базой исследования стали стандарты ASTM D5002, ASTM D1298, ГОСТ 3900-85 и ISO 12185, используемые в мировой практике.

Важность точного определения плотности нефти для нефтедобычи, переработки, транспортировки и оценки качества

Определение точного количества сырой нефти имеет важное значение во время разведки и роста нефтяных месторождений. Тяжесть жидкости влияет на оценку резервов, поскольку количество сырой в идентичных подземных условиях непосредственно зависит от ее тяжести для преобразования массы в пространство и наоборот. Давление в нижней части скважины определяется уравнением:

$$P=\rho gh \text{ (1)}$$

где, ρ - плотность нефти,

g - ускорение из -за гравитации,

h - высота нефтяной колонны.

Но, что делает вес важнейшим элементом в планировании бурения [3] и избегания разрушения бок скважины. При уточнении сырой нефти с использованием

дистилляционных колонн вес на единицу объема является ключевым фактором для деления компонентов. Масло, которое менее плотное (высокая API-гравитация) имеет больше легких углеводородов, что снижает энергию, необходимую для растрескивания, и позволяет производить больше бензина и дизеля. Использование данных о конкретной массе нефти позволяет оптимизировать условия дистилляции, увеличивая урожайность целевых продуктов и снижая стоимость обработки.

При перемещении масла через трубки тяжесть решает воду толкать к потоку. Чем плотнее материал, тем больше энергии необходимо для борьбы с падением давления, что приводит к более высоким затратам и более быстрому ухудшению оборудования. Световые сорта масла перекачиваются с более низкими затратами на энергию и риском кавитации, что снижает общие затраты на логистику и уровень выбросов пара в атмосферу.

При оценке качества и ценности нефти особый вес является важным фактором. Световые масла (выше 35 ° API), как правило, оцениваются выше, так как им нужно меньше обработки и добычи более легких фракций. Стандартизированные способы проверки веса гарантируют, что торговлю можно сравнить и четко увидеть на мировом рынке, что важно для цифр соглашения и доверия между теми, кто участвует в сделке.

Плотность как один из главных показателей при классификации нефти

API-гравитация [4] — это шкала, разработанная Американским институтом нефти для выражения плотности нефтяных продуктов относительно воды. Шкала рассчитывается по формуле:

$$\text{Degrees API} = 141.5 / \text{SG} - 131.5 \quad (2)$$

где SG — относительная плотность нефти при 60 F относительно воды.

Обратная зависимость позволяет определить плотность по API:

$$\text{SG} = 141.5 / (\text{Degrees API} + 131.5) \quad (3)$$

В зависимости от значений API нефть классифицируется следующим образом:

Классификация API нефти

Таблица 1.

Класс нефти	Диапазон °API	Эквивалент в kg/m ³
Экстра тяжёлая	< 10	> 1000
Тяжёлая	10–22.3	920–1000
Средняя	22.3–31.1	870–920
Лёгкая	31.1–45	800–870
Очень лёгкая	> 45	< 800

Лёгкая нефть обычно стоит на 5–10 долларов США за баррель выше тяжёлых сортов, поскольку дают больший выход светлых фракций при переработке. В Узбекистане при подготовке нефти к экспортным контрактам компании всё чаще используют классификацию API в качестве стандартизированного показателя качества и при расчёте коммерческих условий поставки.

Изучение существующих стандартов и методов определения плотности

В мировой практике применяется несколько ключевых методик измерения густоты [5] нефти:

1. Гидромертрический метод (ASTM D1298)

Принцип: определение относительной густоты посредством погружения стеклянного ареометра в образец и считывания показаний по шкале

Температура: 15,6 °C или 20 °C

Погрешность: $\pm 0,5$ кг/м³

Объём пробы: ≈ 500 мл

Преимущества: простота оснащения, невысокая стоимость

Недостатки: продолжительность измерения, зависимость от визуального считывания

2. Вибрационный метод U-образной трубки (ASTM D5002 / ISO 12185)

Принцип: измерение частоты колебаний U-образной трубки, наполненной образцом

Температура: автоматический контроль, обычно 20 °C

Погрешность: $\pm 0,1$ кг/м³

Объём пробы: 10–20 мл

Преимущества: высокая точность, быстрота анализа, автоматизация

Недостатки: высокая цена прибора, требуются квалифицированные операторы

3. Цифровые денсиметры (ASTM D4052)

Принцип: расширенная версия вибрационного метода с цифровой регистрацией частоты, коррекцией температуры и выявлением газовых включений

Температура: 15–30 °С с автоматической стабилизацией [6]

Погрешность: до $\pm 0,0001$ г/см³

Объём пробы: 1–5 мл

Преимущества: максимальная точность, быстрая проверка образцов, минимальный объём пробы

Недостатки: значительные капитальные затраты, сложность обслуживания

4. Пикнометрический метод (ГОСТ 3900-85)

Принцип: определение густоты по разнице масс пикнометра с образцом и без при температуре 20 °С

Погрешность: $\pm 1,2$ кг/м³ для прозрачных продуктов, $\pm 1,5$ кг/м³ для тёмных

Объём пробы: ≈ 50 мл

Преимущества: высокая воспроизводимость при правильном проведении, не требует сложного оборудования

Недостатки: трудоёмкость, необходимость точного температурного контроля

Сравнение методов измерения плотности нефти

Таблица 2.

Метод	Стандарт	Погрешность	Время анализа	Объём пробы	Основные преимущества
-------	----------	-------------	---------------	-------------	-----------------------

Гидрометрический	ASTM D1298	$\pm 0,5 \text{ кг/м}^3$	30–60 мин	500 мл	простота, низкая стоимость
Вибрационный U-трубка	ASTM D5002 / ISO 12185	$\pm 0,1 \text{ кг/м}^3$	5–10 мин	10–20 мл	высокая точность, автоматизация
Цифровой денсиметр	ASTM D4052	$\pm 0,0001 \text{ г/см}^3$	<2 мин	1–5 мл	максимальная точность, скорость
Пикнометрический	ГОСТ 3900-85	$\pm 1,2–1,5 \text{ кг/м}^3$	30–45 мин	50 мл	воспроизводимость

Перспективы развития стандартов в условиях цифровизации и международной гармонизации

Рост компьютерных технологий и стремление к мировой стандартизации при измерении плотности нефти дают значительные шансы на улучшение методов измерения и критериев.

Цифровизация создает возможности для автоматизации измерения плотности нефти с помощью современного цифрового денсиметра [7], подключенного к системам онлайн -мониторинга. Это может значительно повысить точность и скорость измерений, уменьшить потребность вовлеченности человека, а также повысить контроль качества и управление производством. Внедрение Интернет-технологий и искусственного интеллекта (ИИ) позволит непрерывно мониторить состояние измерительных приборов, автоматически корректируя возможные отклонения и быстро информируя персонал о возникающих проблемах.

Глобальная стандартизация норм стремится гармонизировать методы и практики измерения, что необходимо для гарантирования ясности и надежности в мировой деловой деятельности. Примеры таких проектов включают ISO и ASTM для создания и применения мировых стандартов, которые работают с цифровыми инструментами. Критерии стандартизации облегчают утверждение продуктов и снижают торговые препятствия, что повышает продажу местных нефтяных товаров во всем мире.

Ключевым элементом в глобальной интеграции является разработка общих цифровых платформ для обмена метрологическими данными, охватывающими базы данных норм, результаты сравнений лаборатории, а также цифровые показатели и методы проверки. Это гарантирует сильную уверенность в результатах измерения и облегчит совместную работу на международном уровне в областях измерения и стандартизации. Сегодня мировая практика измерения плотности нефти представлена несколькими главными стандартами, такими как ASTM D1298 (ареометрический метод), ASTM D5002 и ISO 12185 (вибрационный метод U-образной трубки) а также ГОСТ 3900-85. Каждый метод имеет свои особенности, представленные в таблице ниже:

Сравнение данных стандартов по ключевым параметрам

Таблица 3.

Стандарт	Метод	Точность	Время анализа	Требуемый объем пробы
ASTM D1298	Ареометрический	$\pm 0,5$ кг/м ³	30-60 мин	500 мл
ASTM D5002/ISO 12185	Вибрационный	$\pm 0,1$ кг/м ³	5-10 мин	10 мл
ГОСТ 3900-85	Ареометрический	$\pm 1,0$ кг/м ³	30-60 мин	500 мл

В Республике Узбекистан традиционно применяется ГОСТ 3900-85 [8], который широко распространён благодаря простоте, небольшой стоимости оборудования и минимальным требованиям к квалификации сотрудников. Но метод имеет существенные недостатки в сравнении с международными стандартами, прежде всего по точности и оперативности анализа. В таблице ниже представлено сравнение стандартов, используемых в Узбекистане и международных стандартов:

Сравнение стандартов

Таблица 4.

Параметр сравнения	ГОСТ 3900-85	ASTM D5002/ISO 12185
Точность	$\pm 1,0$ кг/м ³	$\pm 0,1$ кг/м ³
Время анализа	30-60 мин	5-10 мин

Стоимость оборудования	Низкая	Высокая
Потребность в квалификации	Средняя	Высокая

Диаграмма, представленная ниже, отображает долю применения различных стандартов определения плотности нефти в Узбекистане:

Доля использования различных стандартов определения плотности нефти в Узбекистане

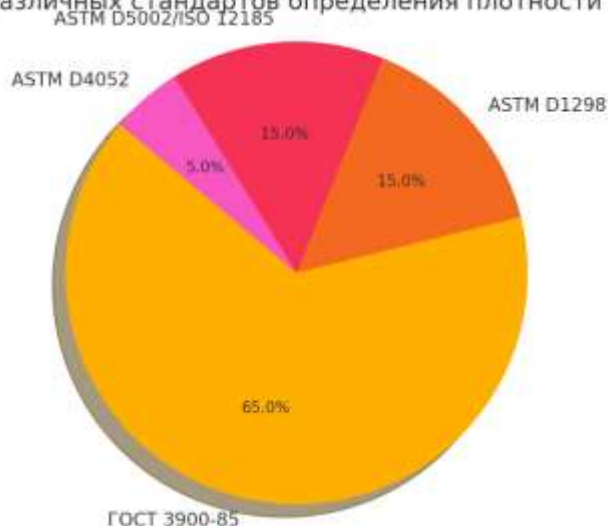


Рис.1 Доля использования различных стандартов определения плотности нефти в Узбекистане

Метрологические и организационные проблемы

Внедрение и использование нынешних способов измерения плотности нефти встречается с рядом метрологических и организационных сложностей. Эти проблемы особенно ярко выражаются в государствах с недостаточно развитой метрологической инфраструктурой.

Одна из существенных проблем заключается в неоднозначности и разной трактовке некоторых положений стандартов на практике. В частности, стандарты ASTM и ISO, хоть и хорошо структурированы, допускают вариативность в интерпретации некоторых процедур, что приводит к расхождениям в результатах измерений между различными лабораториями. Это становится особенно ощутимым в международной торговле, где несоответствия даже в десятой доле кг/м^3 могут привести к крупным экономическим потерям или юридическим спорам. Для минимизации данной проблемы необходимы регулярные межлабораторные испытания, а также уточнения и дополнения в официальные стандарты с учетом результатов подобных испытаний.

Отсутствие поверочных схем и эталонов [9] для современных приборов в ряде государств. Другой серьезной проблемой является отсутствие унифицированных поверочных схем и требуемых эталонов в некоторых странах, что особенно актуально для современных цифровых денсиметров и приборов, работающих по вибрационному методу. Без соответствующих эталонов и поверочных схем невозможно обеспечить единство и прослеживаемость измерений, что ставит под сомнение их точность и достоверность. Это, в свою очередь, снижает доверие к результатам и усложняет процессы сертификации и аккредитации лабораторий. Для решения этой проблемы важно развитие международного сотрудничества и создание единой базы данных метрологических стандартов, а также организация регулярного обмена опытом и результатами испытаний между метрологическими институтами разных стран.

Указанные проблемы требуют комплексного подхода и значительных организационных усилий на международном уровне с целью обеспечения единства и высокого качества измерений плотности нефти.

Внедрение международных стандартов определения плотности нефти в Республике Узбекистан связано с рядом существенных проблем. Ключевыми препятствиями выступают технические и экономические ограничения. Переход на современные вибрационные [10] методы требует приобретения дорогостоящих цифровых денсиметров, стоимость которых значительно превышает стоимость традиционного ареометрического оборудования. Это особенно чувствительно для предприятий с ограниченными инвестиционными возможностями.

Описание проблем

Таблица 5.

Проблема	Описание
Высокая стоимость оборудования	Современные цифровые денсиметры значительно дороже традиционных приборов
Нехватка квалифицированных кадров	Дефицит программ обучения и переподготовки специалистов
Недостаточная метрологическая инфраструктура	Отсутствие унифицированных поверочных схем и эталонов

На основании анализа нынешней ситуации многообещающими направлениями решения указанных задач могут стать:

- Создание государственной программы обновления метрологической инфраструктуры и помощи предприятиям при приобретении современного оборудования.
- Развитие системы профессионального обучения и переподготовки кадров в области современных методик определения плотности нефти.
- Организация международного взаимодействия и обмена опытом с передовыми метрологическими центрами и лабораториями.

Заключение: В результате проведённого изучения были детально исследованы и сопоставлены имеющиеся способы и нормативы определения плотности нефти. Анализ продемонстрировал, что выбор способа измерения существенно влияет на точность и достоверность данных, что, в свою очередь, отражается на эффективности нефтедобычи, переработки и транспортировки. На примере Республики Узбекистан выявлены основные метрологические и организационные трудности, такие как неоднозначность стандартов, нехватка эталонов и поверочных схем. Перспективами дальнейшего развития являются разработка гибридных способов, создание международных платформ калибровки и активное внедрение цифровых технологий. Реализация этих направлений позволит обеспечить единство и точность измерений, повысив конкурентоспособность нефтяной сферы на международном рынке.

Список литературы:

1. ASTM D1298-12b(2017) Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method. ASTM International. – West Conshohocken, PA, USA, 2017.
2. ASTM D5002-19 Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Crude Oils by Digital Density Analyzer. ASTM International. – West Conshohocken, PA, USA, 2019.
3. ASTM D4052-22 Standard Test Method for Density, Relative Density, and API Gravity of Liquids by Digital Density Meter. ASTM International. – West Conshohocken, PA, USA, 2022.

4. ISO 12185:2023 Petroleum and petroleum products – Determination of density – Oscillating U-tube method. International Organization for Standardization. – Geneva, Switzerland, 2023.
5. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – Введ. 1985-01-01. – М.: Изд-во стандартов, 1985.
6. Anton Paar. Digital density measurement. URL: <https://www.anton-paar.com/ru-ru/produkty/densitometry-i-mass-concentration-meters/density-meter/> (дата обращения: 25.05.2025).
7. Национальный институт стандартов и технологий США (NIST). Digital Calibration Certificate Program. URL: <https://www.nist.gov/programs-projects/digital-calibration-certificate-program> (дата обращения: 25.05.2025).
8. Международная организация по стандартизации (ISO). Digitalization and standards. URL: <https://www.iso.org/news/ref2565.html> (дата обращения: 25.05.2025).
9. American Petroleum Institute Gravity. URL: https://www.eia.gov/dnav/pet/tbldefs/pet_pnp_crq_tbldef2.asp (дата обращения: 25.05.2025).
10. Узстандарт Республики Узбекистан. Официальный сайт. URL: <https://www.standart.uz> (дата обращения: 25.05.2025).