

|  |  |
| --- | --- |
|  | УТВЕРЖДАЮДиректор «ТНПК»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ С.Н. Казаков«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 2021 г. |

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

**СВОЙСТВА НЕФТИ, ПОДГОТОВКА НЕФТИ К ТРАНСПОРТУ**

Тюмень, 2021

Учебное пособие: «Свойства нефти, подготовка нефти к транспорту», Тюмень, «ТНПК», 2021 г. – 21 стр.

Методическое пособие предназначено для обучающихся специальности СПО 18.01.27 Машинист технологических насосов и компрессоров.

Методическое пособие позволяет организовать самостоятельную работу обучающихся при изучении или закреплении рассматриваемой темы.

Приведен список литературы.

Пособие позволяет обучающимся овладеть теоретическими знаниями.

ОРГАНИЗАЦИЯ – РАЗРАБОТЧИК: Частное профессиональное образовательное учреждение «Тюменский нефтепроводный профессиональный колледж»

РЕЦЕНЗЕНТ:

Герасимова Евгения Владимировна – Мастер ПО ОАСУ

РАЗРАБОТЧИК:

Незавитина Алёна Ивановна – Мастер ПО СПО

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий отделением СПО \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_А.В. Апаев

Рассмотрена и рекомендована к утверждению

на заседании учебно-методического совета «ТНПК»

Протокол № \_\_\_\_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

**Содержание**

[1 Область применения 4](#_Toc22224825)

[2 Нормативные ссылки 4](#_Toc22224826)

[3 Термины и определения 4](#_Toc22224827)

[4 Обозначения и сокращения 5](#_Toc22224828)

[5 Общие сведения 5](#_Toc22224829)

[6 Общая характеристика нефти, её происхождение 6](#_Toc22224830)

[7 Элементарный, углеводородный состав нефти 7](#_Toc22224832)

[8 Подготовка нефти к транспорту 8](#_Toc22224835)

[9 Основные физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов 10](#_Toc22224838)

[10 Электризация нефти. Токсичность её паров 19](#_Toc22224841)

[11 Библиография 20](#_Toc22224844)

# 1 Область применения

1.1 Настоящий документ предназначен для самостоятельного изучения и закрепления материала в рамках изучения дисциплины МДК.02.01 «Эксплуатация оборудования для транспортирования газа, жидкости и осушки газа» при профессиональной подготовке по профессии СПО 18.01.27 Машинист технологических насосов и компрессоров.

* 1. Настоящий документ предназначен для применения на отделении СПО «ТНПК».

# 2 Нормативные ссылки

В настоящем методическом руководстве использованы нормативные ссылки на следующие документы, литературу и интернет ресурсы:

ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия

ГОСТ Р 55971-2014 Нефть и нефтепродукты. Паспорт. Общие требования

РД-01.120.00-КТН-228-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения

ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

Интернет портал о нефти Neftok

Википедия- нефть и нефтепродукты

Хаустов, А. П. Охрана окружающей среды при добыче нефти/ Хаустов, А. П., Редина, М. М. Издательство: «Дело», 2006. 552 с.

Алекперов, В.Ю. Нефть России: прошлое, настоящее и будущее /Алекперов В.Ю. М.: Креативная экономика, 2011. – 432 с.

Эрих В.Н. Химия нефти и газа. — Л.: Химия, 1966. — 280 с.

# 3 Термины и определения

В методическом руководстве применены следующие термины с соответствующими определениями:

**самостоятельная работа:** вид учебной деятельности, выполняемый учащимися без непосредственного контакта с преподавателем опосредованно через специальные учебные материалы.

**среднее профессиональное образование (СПО):** Уровень профессионального образования, который направлен на подготовку специалистов-практиков и работников среднего звена для всех отраслей экономики. Среднее профессиональное образование направлено на решение задач интеллектуального, культурного и профессионального развития человека и имеет целью подготовку квалифицированных рабочих или служащих и специалистов среднего звена по всем основным направлениям общественно полезной деятельности в соответствии с потребностями общества и государства, а также удовлетворение потребностей личности в углублении и расширении образования.

**международная система единиц СИ**- система единиц физических величин, современный вариант метрологической системы. СИ принята в качестве основой системы единиц большинством стран мира.

# 4 Обозначения и сокращения

В методическом руководстве применены следующие обозначения и сокращения:

ГОСТ - государственный стандарт

СИ- международная система единиц

сСт- сантистокс

ррм- миллионная доля 1\*10-6

НГДП- нефтегазодобывающее предприятие

ДНП- давление насыщенных паров

ПДК- предельно допустимая концентрация

ПДВК- предельно допустимая взрывобезопасная концентрация

ВКПР- верхний концентрационный предел распространения пламени

НКРП- нижний концентрационный предел распространения пламени

ЛВЖ- легко воспламеняющиеся жидкости

ГЖ- горючие жидкости

**5 Введение**

Нефть и продукты ее преобразования были известны еще в далеком прошлом, их использовали для освещения или в лечебных целях. Потребность в нефти и нефтепродуктах резко возросла в начале XX в. в связи с появлением двигателей внутреннего сгорания и быстрым развитием промышленности.

В настоящее время нефть и газ, а также получаемые из них продукты применяются во всех отраслях мирового хозяйства.
Нефть и газ используются не только в качестве топлива, но и в качестве ценного сырья для химической промышленности. Великий русский ученый Д. И. Менделеев говорил, что сжигать нефть в топках – преступление, так как она является ценным сырьем для получения множества химических продуктов. Из нефти и газа в настоящее время вырабатывается огромное число продуктов, которые используются в промышленности, сельском хозяйстве, в быту (минеральные удобрения, синтетические волокна, пластмассы, каучук и т. д.). В последние годы во многих странах мира ведутся исследования с целью переработки нефти и нефтепродуктов при помощи микроорганизмов в белки, которые могут быть использованы как корм для скота.

Экономика государств зависит от нефти больше, чем от любого другого продукта. Поэтому нефть с начала ее промышленной добычи и до настоящего времени является предметом острой конкурентной борьбы, причиной многих международных конфликтов и войн.

Зависимость государства от нефти как сырья или способа экономического влияния, определяет её уровень развития и положение на мировой арене.
Итак, нефть играет очень значимую роль в современном мире. Это не только одно из важнейших полезных ископаемых, которое является сырьем для получения невероятного множества веществ и мощным энергетическим ресурсом, но и крупнейший объект международной торговли, и неотъемлемое звено экономических отношений.

1. **Общая характеристика нефти, её происхождение**

У ученых до сих пор нет единого мнения о том, как образовалась нефть. Существуют две принципиально разные теории происхождения нефти. Согласно первой — органической, или биогенной, — из останков древних организмов и растений, которые на протяжении миллионов лет осаждались на дне морей или захоронялись в континентальных условиях. Затем перерабатывались сообществами микроорганизмов и преобразовывались под действием температуры и давлений в результате тектонического опускания вглубь недр, формируя богатые органическим веществом нефтематеринские породы.

Необходимые условия для превращения органики в нефть возникают на глубине 1,5–6 км в так называемом нефтяном окне — при температуре от 70 до 190°C. В верхней его части температура недостаточно высока — и нефть получается «тяжелой»: вязкой, густой, с высоким содержанием смол и асфальтенов. Внизу же температура пластов поднимается настолько, что молекулы органического вещества дробятся на самые простые углеводороды — образуется природный газ. Затем под воздействием различных сил, в том числе градиента давления, углеводороды мигрируют из нефтематеринского пласта в выше- или нижележащие породы.

Природный процесс образования нефти из органических останков занимает в среднем от 10 до 60 млн лет, но если для органического вещества искусственно создать соответствующий температурный режим, то на его переход в растворимое состояние с образованием всех основных классов углеводородов достаточно часа. Подобные опыты сторонники органической гипотезы толкуют в свою пользу: преобразование органики в нефть налицо. В пользу биогенного происхождения нефти есть и другие аргументы. Так, большинство промышленных скоплений нефти связано с осадочными породами. Мало того — живая материя и нефть сходны по элементному и изотопному составу. В частности, в большинстве нефтяных месторождений обнаруживаются биомаркеры, такие как порфирины — пигменты хлорофилла, широко распространенные в живой природе. Еще более убедительным можно считать совпадение изотопного состава углерода биомаркеров и других углеводородов нефти.

Большинство ученых сегодня объясняют происхождение нефти биогенной теорией. Однако и неорганики приводят ряд аргументов в пользу своей точки зрения. Есть различные версии возможного неорганического происхождения нефти в недрах земли и других космических тел, но все они опираются на одни и те же факты. Во-первых, многие, хотя и не все месторождения связаны с зонами разломов. Через эти разломы, по мнению сторонников неорганической концепции, нефть и поднимается с больших глубин ближе к поверхности Земли. Во-вторых, месторождения бывают не только в осадочных, но также в магматических и метаморфических горных породах (впрочем, они могли оказаться там и в результате миграции). Кроме того, углеводороды встречаются в веществе, извергающемся из вулканов. Наконец, третий, наиболее весомый аргумент в пользу неорганической теории состоит в том, что углеводороды есть не только на Земле, но и в метеоритах, хвостах комет, в атмосфере других планет и в рассеянном космическом веществе. Так, присутствие метана отмечено на Юпитере, Сатурне, Уране и Нептуне. На Титане, спутнике Сатурна, обнаружены реки и озера, состоящие из смеси метана, этана, пропана, этилена и ацетилена. Если на других планетах Солнечной системы эти вещества могут образовываться без участия биологических объектов, почему это невозможно на Земле?

С точки зрения современных сторонников неорганической, или минеральной, гипотезы, углеводороды образуются из содержащихся в мантии Земли воды и углекислого газа в присутствии закисных соединений металлов на глубинах 100–200 км. Высокое давление в недрах земли препятствует термической деструкции сложных молекул углеводородов. В свою очередь сторонники органики не отрицают, что простые углеводороды, например метан, могут иметь и неорганическое происхождение. Опыты, направленные на подтверждение абиогенной теории, показали, что получаемые углеводороды могут содержать не более пяти атомов углерода, а нефть представляет собой смесь более тяжелых соединений. Этому противоречию объяснений пока нет.

1. **Элементарный, углеводородный состав нефти.**

Нефть – это маслянистая горючая жидкость обычно темного цвета со своеобразным запахом, она, как правило, немного легче воды и в воде не растворяется, а образует с ней очень стойкие эмульсии типа «нефть в воде» или «вода в нефти».

Нефти представляют собой химически сложные многокомпонентные смеси углеводородных и неуглеводородных соединений, состоящих в основном из метановых (парафиновых) (СпН2п+2), нафтеновых (СпН2п) и ароматических (СпН2п-6) углеводородов.

Состав нефти зависит от месторождения. Главными элементами состава всех нефтей являются углерод (79–88%) и водород (11–14%). Среди других компонентов присутствует сера (0,1–5%), азот (0,001–0,3%), кислород (0,1–1,0), а в высокосмолистых нефтях кислорода содержится от 2 до 3%. В очень малых количествах в нефтях присутствуют ваннадий, никель, железо, магний, хром, титан, кобальт, калий, кальций, натрий, фосфор, кремний и др. В нефтях могут быть растворены различные количества углеводородных газов и газы неорганического происхождения: сероводород (Н2S), углекислота (СО2), азот (N2), гелий (Не) и др.

В зависимости от преимущественного содержания в нефти одного или нескольких классов углеводородов она может называться парафиновой, парафино-нафтено-ароматической, нафтеновой и ароматической. Физические свойства и качественные характеристики нефтей зависят от преобладания в них отдельных углеводородов или их групп.

При поставке нефти на экспорт (международная торговля) ее цена зависит от физико-химических свойств, которые определяют возможность получения широкого ассортимента продуктов, на выход которых влияет фракционный состав. Фракционный состав нефти показывает содержание в ней различных фракций, выкипающих в определенных температурных интервалах.

1. **Подготовка нефти к транспорту.**

В недрах земли нефть никогда не залегает в абсолютно чистом виде. Из скважин на поверхность поднимается сложная смесь жидкостей и газов, которая требует сепарации и очистки. Кроме этого в нефтесодержащей жидкости могут быть и механические взвеси- песчинки или глинистые частицы. Мало того, в самой нефти могут содержаться растворенные соли. На каждом месторождении нефтяники сталкиваются со своим «коктейлем», в связи с чем требуется своя технологическая оснастка для очистки нефти и подготовки её к транспортировке по трубопроводам. Промысловая подготовка нефти нужна для того, чтобы обеспечить должное качество энергоресурса, перед тем как его отправят на промышленные предприятия.

Также эта процедура снижает до минимума наличие в сырье вредных веществ, что гарантирует длительный срок эксплуатации нефтепроводов. Суть ее заключается в обезвоживании и обессоливании продукта.

Некачественная подготовка сырья может привести к немалым лишним затратам. Речь идет о дороговизне транспортировки, если продукт не очистили от ненужных веществ, придающих ему лишний объем и вес. А также о финансовых вложениях в оборудование. Ведь нефть, из которой не выведены соли, может очень быстро повредить трубопровод, и тогда потребуется его замена.

Правильная подготовка нефти – обязательный показатель ее качества

Если подготовка нефти к переработке проведена качественно, то сырье почти не оказывает вредоносного влияния на оборудование.

Большая часть примесей, вызывающих коррозию металла, находится в остатках пластовой воды.

С целью полного удаления из нефти солевых капель в сырье вводится промывочная вода, вместе с которой в итоге выходят все ненужные компоненты.

Подготовка нефти к транспортировке представляет собой удаление из сырья всех компонентов, которые могут затруднить его перевозку и дальнейшую переработку.

Когда в топливном ресурсе находится большое количество механических примесей, это грозит значительным ухудшением качества исходного нефтепродукта. Подобные примеси мешают технологическому режиму переработки сырья.

При разработке нефтяных месторождений из скважин поступает многофазная смесь, содержащая нефть, газ, воду и механические примеси (песок, глина, мельчайшие частицы железа и минеральных солей). Соотношение фаз может меняться в процессе разработки месторождения. В пластовых водах растворены различные минеральные соли. Пластовая вода с растворенными в ней солями и механические примеси являются балластом, транспортирование которых по магистральным нефтепроводам экономически нецелесообразно.

Первичная подготовка нефти происходит непосредственно на объектах ее добычи. Нефть, поставляемая на нефтеперерабатывающие предприятия и экспорт, должна удовлетворять определенным показателям (ГОСТ Р 51 858-2002 Нефть Общие технические условия), для достижения которых она проходит подготовку, включающую отделение газа, обезвоживание, обессоливание и очистку от механических примесей.

**Первичная подготовка нефти подразумевает:**

- дегазацию – удаление из сырья газов;

- стабилизацию – удаление ненужных легких фракций;

- обезвоживание – отделение нефти от воды;

- обессоливание – изымание из энергоресурса лишних солей.

Существуют комплексные установки по обезвоживанию, обессоливанию и стабилизации нефти.

Процессы подготовки нефти

**Подготовка нефти** – это важный, необходимый процесс, так как ее качество должно соответствовать ГОСТ.

**Существует определенная последовательность выполнения операций по подготовке энергоресурса:**

- из скважины нефть попадает в специальную установку, сюда же подается горячая вода, в которой содержится деэмульгатор;

- под воздействием воды и находящегося в ней вещества сырье частично отделяется от воды и газа;

- оставшаяся нефть подогревается;

- затем в специальном отстойнике топливный ресурс окончательно отделяется от остатков воды;

- для полного освобождения нефти от соли в нее вливается пресная вода;

- смесь направляется в отстойник, где достигает необходимого содержания солей.

Если после всех проделанных процедур количество вредных веществ в нефти не достигает нормы, ее направляют в электродегидратор. Или же, если с показателями соли все в порядке, в вакуумный сепаратор.

Обезвоживание и обессоливание нефти – взаимосвязанные процессы, т.к. основная масса солей сосредоточена в пластовой воде и  удаление воды приводит одновременно к обессоливанию нефти. Для более глубокого обессоливания предварительно обезвоженная нефть смешивается с пресной водой с последующим повторным обезвоживанием. Механические примеси удаляются из нефти в процессе ее отстаивания.

Для сокращения потерь легких фракций при транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам и хранении в резервуарах ее стабилизируют, т. е. отделяют легкие фракции (пропан-бутановые и частично бензиновые). Существует два метода стабилизации нефти – сепарация и ректификация.

При сепарации легкие углеводороды и сопутствующие газы отделяются одно или многократным испарением путем ступенчатого снижения давления.

При ректификации отбор из нефти легких фракций производится при одно или многократном нагреве и конденсации с четким разделением углеводородов до заданной глубины стабилизации.

**9 Основные физико-химические свойства нефти и нефтепродуктов.**

**Плотность**

Физические свойства нефти достаточно разнообразны, но самым важным среди них является её плотность (по-другому – удельный вес). Этот параметр  зависит от молекулярных весов входящих в её состав  компонентов.

Значение плотности нефти варьируется от 0,71 до 1,04 грамм на кубический сантиметр.

В нефтеносных коллекторах в нефти много  растворенного газа, поэтому в природных условиях её плотность меньше (в 1,2 – 1,8 раза), нежели в добытом дегазированном сырье.

По значению этого параметра нефть делится на следующие классы:

Списки и перечисления оформить по требованиям п 7.4 И-03.100.30-ТНПК-002-20

**Вязкость**

Вязкость этого полезного ископаемого является свойством этого вещества оказывать сопротивление при перемещении относительно друг друга нефтяных частиц при движении нефти. Другими словами, этим параметром характеризуется подвижность этого углеводородного раствора.

Измеряют вязкость специальным прибором – вискозиметром. Единица  измерения в системе СИ – милипаскаль в секунду. Вязкость бывает динамической и кинематической.

Динамическая показывает значение силы сопротивления перемещению жидкостного слоя,   площадь которого – один квадратный сантиметр, на 1 сантиметр  при скорости движения 1 сантиметр в секунду.  Кинематическая вязкость характеризует  свойство нефти сопротивляться перемещению одной жидкой части относительно другой, учитывая при этом силу тяжести.

Поднятая на поверхность нефть по этому параметру делится на:

|  |  |
| --- | --- |
| 1 | маловязкую (вязкость –  менее 5 мПа/с) |
| 2 | с повышенной вязкостью (от 5-ти  до 25-ти  мПа/с) |
| 3 | высоковязкую  (большее 25-ти  мПа/с) |

Чем легче углеводородная жидкость, тем меньше значение её вязкости. В пласте этот параметр в нефти меньше (причем – в десятки раз), чем [вязкость этой же нефти](https://neftok.ru/raznoe/vyazkost-nefti.html), поднятой на поверхность и дегазированной.  Значение этого физического параметра велико, поскольку позволяет определить масштабы миграции в процессе формирования залежей.

Величину, обратную вязкости, называют текучестью.

**Содержание серы в нефти**

Это – весьма значимый параметр, который влияет на окислительные свойства этого полезного ископаемого. Чем больше в нем сернистых соединений – тем выше коррозионная агрессивность сырья и получаемых их него нефтепродуктов.

По этому показателю нефть бывает:

- малосернистой  (до 0,5 процента);

- сернистой  (от 0,5-ти до 2-х процентов);

- высокосернистой (> 2-х процентов серы).

**Парафинистость**

Эта важная характеристика нефти, которая напрямую влияет на  технологии, применяемые при ее добыче, а также на её трубопроводную транспортировку. Парафинистость – это содержание в сырье твердых углеводородов, называемых   парафинами (формулы – от С17Н36  до С35Н72) и церезинами (от С36Н74 до С55Н112).

Их концентрация в некоторых случаях доходит до 13-14 процентов, а, к примеру, нефть казахского месторождения Узень вообще имеет этот показатель на уровне  35-ти процентов. Чем больше парафинистость, тем труднее добывать и транспортировать сырье. Парафины отличаются  способностью к кристаллизации, что приводит к их выпадению в твердый осадок, а это закупоривает поры в продуктивном пласте, появляются отложения на стенках НКТ, в задвижках и на прочем технологическом оборудовании.

По значению этого параметра нефть бывает:

- малопарафинистая (< 1,5 процентов);

- парафинистая  (от 1,5 до 6-ти процентов);

-высокопарафинистая (> 6-ти процентов).

Содержание парафина в нефти значительно влияет на температуру застывания нефти. Например, массовая доля парафина составляет 7,3%, температура застывания – минус 5о, а если массовая доля парафина 0,5%, то температура застывания составляет – минус 23 о.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | НГДН | Массовая доля парафина, % | Температура застывания0С |
| 1 | ООО «Лукойл-Западная Сибирь» | 7,3 | -5 |
| 2 | АО «Арктикгаз» | 7,2 | - 2 |
| 3 | АО «Мессояханефтегаз» | 0,5 | -23 |

Из данной таблицы можно сделать вывод, что температура застывания нефти ООО «Лукойл-Западная Сибирь» -5 градуса, перекачивать данную нефть в холодных климатических условиях перекачивать по МТ очень проблематично, поэтому такую нефть нужно либо подогревать с помощью ППН, либо применять депрессорные присадки, которые воздействуют на кристаллы парафина, меняя их либо разрушая, таким образом температура застывания данной нефти будет ниже.

**Газосодержание**

Этот параметр по-другому называется  газовый фактор.

Он характеризует  количество кубометров газа в одной тонне дегазированной нефти. Другими словами, газосодержание – это количественная характеристика  того, сколько растворенного газа было в нефти, которая находилась в коллекторе,  и какое его количество перейдет  в свободное состояние в процессе извлечения сырья на поверхность.

Значение газового фактора может доходить до 300 – 500 кубометров на тонну, хотя среднее его значение варьируется от 30-ти до 100 кубометров на одну тонну.

**Давление насыщения**

Этот параметр (давление, при котором начинается  парообразование) является значение давления, по достижению которого из нефти начинает выделяться газ.

В естественных условиях продуктивного слоя это давление или равно внутрипластовому, иди меньше его. В первом газ полностью растворяется в жидкости, а во втором наблюдается газовая недонасыщенность.

**Сжимаемость**

Этот параметр обусловлен упругостью нефти и характеризуется коэффициентом сжимаемости  (βН). Этот параметр показывает величину изменения объема сырья в пласте в случае изменения давления на 0,1 МПа.

Коэффициент сжимаемости  учитывают на ранних этапах разработки, когда упругость газа и жидкости в пласте еще  растрачена, вследствие чего играет в энергетике пласта существенную роль.

**Коэффициент теплового расширения**

Этот параметр показывает, как изменяется первоначальный объем сырья в случае изменения температуры на 1 градус Цельсия.

Его используют в процессе проектирования и практического применения методов  теплового воздействия на продуктивные пласты.

**Объемный коэффициент**

Этот показатель, характеризует – какой объем в коллекторе  занимает кубометр дегазированного сырья, пока оно насыщено газом.

Значение этого показателя, как правило, больше единицы. Средние значения колеблются от 1,2 до 1,8, хотя могут доходить и до двух-трех единиц. Объемный коэффициент применяется в расчетах для определения количества  запасов, а также при вычислении  коэффициента нефтеотдачи продуктивного слоя.

**Температура застывания**

Температура застывания показывает, при каком температурном значении в пробирке уровень охлажденной нефти не меняется при её наклоне на 45-ть градусов.

Чем больше в нефти твердых парафинов и чем меньше смол – тем выше этот показатель.

**Оптические нефтяные свойства**

Основным оптическим свойством этого вещества является его способность вращать вправо (изредка–влево) плоскость поляризованного светового луча.

Основные носители оптической активности в этом полезном ископаемом –  молекулы ископаемых животных и растений, которые называются  хемофоссилиями.

При облучении нефтей ультрафиолетом они начинают светиться, что говорит об их способности к люминесценции.

Легкие сорта «черного золота» люминесцируют в голубом и синем спектре, а тяжелые – в желтом и желтовато-буром.

В соответствии с ГОСТ Р 51 858–2002 нефти по физико-химическим свойствам, степени подготовки, содержанию сероводорода и легких меркаптанов подразделяют на классы, типы, группы и виды.

В зависимости от массовой доли серы нефть подразделяют на четыре класса:

1 – малосернистая – до 0,6% включительно;

2 – сернистая – от 0,61 до 1,8% включительно;

3 – высокосернистая – от 1,81 до 3,5% включительно;

4 – особо высокосернистая – свыше 3,5%.

По плотности, а при поставке для экспорта – дополнительно по выходу фракций и массовой доле парафина нефти подразделяют на пять типов:

0 – особо легкая – с плотностью при t = 15°С не более 833,7 кг/м3;

1 – легкая – с плотностью при t = 15°С - 833,8 – 853,6 кг/м3;

2 – средняя – с плотностью при t = 15°С – 853,7 – 873,5 кг/м3;

3 – тяжелая – с плотностью при t = 15°С – 873,6 – 898,4 кг/м3;

4 – битуминозная – с плотностью при t = 15°С – свыше 898,4 кг/м3.

По степени подготовки нефть разделяют три группы (таблица 2.1).

Если по одному из показателей нефть относится к группе с меньшим номером, а по другому – к группе с большим номером, то нефть признают соответствующей группе с большим номером.

Группа нефти

|  |
| --- |
|  |
| п/п | Наименование показателя | Норма для нефтиГруппы |
| 1 | 2 | 3 |
| 1 | Массовая доля воды, %, не более | 0,5 | 0,5 | 1,0 |
| 2 | Концентрация хлористых солей, мг/дм3, не более | 100 | 300 | 900 |
| 3 | Массовая доля механических примесей, %, не более | 0,05 |
| 4 | Давление насыщенных паров, кПа (мм.рт.ст.), не более | 66,7 (500) |
| 5 | Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 0С, млн.-1 (ррм). Не более | 10 |

По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефти разделяют на два вида.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| п/п | Наименование показателя | Норма для нефтивида |
| 1 | 2 |
| 1 | Массовая доля сероводорода, млн.-1 (ррм), не более доля)(миллионная | 20 | 100 |
| 2 | Массовая доля метил- (токсичный газ) и этилмеркаптанов в сумме, млн.-1 (ррм), не более | 40 | 100 |

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти для экспорта к обозначению типа добавляется индекс «э».

НЕФТЬ Х (класс) Х (тип) Х (группа) Х (вид)

Примеры:

1. Нефть с массовой долей серы 0,15% (класс 1); с плотностью при температуре 20 °С 811,0 кг/м, при 15 °С 814,8 кг/м (тип 0); с массовой долей воды 0,05%, массовой концентрацией хлористых солей 25 мг/дм, массовой долей механических примесей 0,02%, с давлением насыщенных паров 58,7 кПа (440 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С 1 млн (группа 1); с массовой долей сероводорода 5 млн, легких меркаптанов 8 млн (вид 1) обозначается "Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002".
2. Нефть, поставляемая для экспорта, с массовой долей серы 1,15% (класс 2); с плотностью при температуре 20 °С 865,0 кг/м, при температуре 15 °С 868,5 кг/м, с выходом фракций до температуры 200 °С 23% об., до температуры 300 °С 45% об., с массовой долей парафина 4% (тип 2э); с массовой долей воды 0,40%, с массовой концентрацией хлористых солей 60 мг/дм, с массовой долей механических примесей 0,02%, с давлением насыщенных паров 57,4 кПа (430 мм рт.ст.), с массовой долей органических хлоридов во фракции до температуры 204 °С 2 млн (группа 1); с массовой долей сероводорода менее 5 млн, легких меркаптанов 7 млн (вид 1) обозначается "Нефть 2.2э.1.1 ГОСТ Р 51858-2002".

Физико-химические свойства нефтей, характеризующие возможность их транспортировки по трубопроводу, зависят от их состава.

Параметры режимов транспортировки нефти по трубопроводу определяются, главным образом, плотностью и вязкостью нефти, а также зависимостью этих характеристик от температуры и давления.

Плотность нефти – масса нефти в единице объема. При изменении температуры плотность нефти изменяется: при повышении температуры она уменьшается, при понижении температуры увеличивается.

При изменении давления плотность нефти также изменяется. Несмотря на то, что все нефти являются слабо сжимаемыми жидкостями, изменение их плотности при изменении давления все же имеется. Изменения плотности малы по сравнению с ее номинальным значением. Соответствующие поправки необходимо учитывать в приемосдаточных операциях.

Для определения плотности нефти используют специальные приборы – ареометры. Будучи помещенным в сосуд с нефтью, этот прибор остается в полупогруженном состоянии, так что поверхность нефти указывает деление шкалы, соответствующее плотности жидкости. Прибор представляет собой запаянный стеклянный баллон, содержащий внутри шкалу с делениями, градуированную в единицах плотности. В нижней части прибора расположен утяжелитель, подобранный таким образом, чтобы средняя плотность прибора была близка к плотности нефти. Принцип действия плотномера основан на законе Архимеда, согласно которому вес нефти в погруженной части прибора должен быть равен весу самого прибора. В зависимости от плотности нефти ареометр погружается на разную глубину.

Вязкость нефти – является одной из главных характеристик этой жидкости. Вязкость – это свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению под действием приложенных к ней сил. Различают динамическую и кинетическую вязкость.

Динамическая вязкость-единица измерения вязкости для измерения вязкотекучести. Например, если нанести на поверхность льняное масляное пятно, площадью 1 см, то для движения его со скоростью 1 см/с потребуется усилие. Сила, к площади пятна, называется динамическая вязкость мПа\*с.

Кинематическая вязкость- называют отношение вязкости динамической к плотности жидкости.

 При воздействии на нефть каких-либо сил между отдельными ее слоями возникает трение.

(кинематическая вязкость связана с плотностью и зависит от температуры)

Для контроля метрологических характеристик узла учета и расчета оптимальных режимов работы нефтепроводов пользуются понятием коэффициента кинематической вязкости, который определяется как отношение µ/p (м2/с). Единицей измерения кинематической вязкости чаще всего является стокс (см2/с) или сантистокс (мм2/с). Например, коэффициент кинематической вязкости воды равен 0,01 Ст = 10–6 м2/с = 1 сантистокс (сСт). Вязкость маловязких нефтей может составлять 5–15 сСт; более вязких нефтей – 15–35 сСт, но существуют нефти с вязкостью 50 и более сСт.

Для измерения вязкости нефти используют специальные приборы, называемые вискозиметрами. Наиболее распространенными являются капиллярные вискозиметры, в частности вискозиметр Пинкевича. Принцип действия всех капиллярных вискозиметров основан на определении времени свободного истечения фиксированного объема испытываемой жидкости из камеры прибора через узкую цилиндрическую трубку (капилляр). Чем больше вязкость жидкости, тем дольше длится ее истечение. С учетом диаметра капилляра производится пересчет времени истечения жидкости в кинематическую вязкость.

Вязкость нефтей зависит от температуры. При повышении температуры вязкость нефти, как правило, уменьшается, при понижении – увеличивается. Для перерасчета вязкостей используются различные зависимости вязкости от температуры. Зависимость вязкости нефти от температуры носит экспоненциальный характер.

Теплоемкость нефтей является особенно важной характеристикой для тех из них, которые можно транспортировать по трубопроводам только с предварительным подогревом. Повышение температуры снижает вязкость нефти и позволяет сделать ее пригодной для перекачки. Количество энергии, которое необходимо затратить для нагревания нефти, зависит от ее теплоемкости. Теплоемкостью С вещества называется количество теплоты, которое необходимо передать единице массы этого вещества, чтобы повысить его температуру на 1 град. Для большинства нефтей теплоемкость лежит в пределах 1500–2000 Дж/(кг\* град).

Теплопроводность нефтей определяет перенос энергии от более нагретых участков нефти к менее нагретым. Коэффициент теплопроводности К – это количество тепла, которое проходит через единичную площадь слоя толщиной 1 м при разности температур в один градус Вт/(м\*град).

Испаряемость- свойстство нефти, переходить из жидкого состояния в газообразное при температуре ниже температуры кипения.

Испаряемость связана с потерями нефти при транспортировке. Интенсивность испарения нефтей зависит от следующих факторов:

- химический состав нефти;

- температура нефти (чем выше температура, тем выше испаряемость);

- объема нефти, в котором находится;

- от площади поверхности;

- для открытых емкостей- от скорости движения воздуха над свободной поверхностью.

Основным показателем испаряемости является ДНП.

Давление насыщенных паров (ДНП) является важным показателем содержания легких углеводородов в нефти и ее испаряемости. ДНП – это давление насыщенных паров транспортируемой нефти над ее поверхностью в замкнутом объеме, находящихся в термодинамическом равновесии с жидкостью при данной температуре (жидкость не испаряется, пары не конденсируются). При изменении температуры термодинамическое равновесие нарушается. При повышении температуры ДНП увеличивается, а при понижении – уменьшается. ДНП оказывает влияние на образование паровых пробок в трубопроводах, на значение потерь от испарения при закачке нефти в резервуары и хранении в них, на глубину переработки и выход фракций. ДНП измеряется по методу Рейда в соответствии с требованиями ГОСТ 1756–2000. В паспорте качества на нефть записывается значение ДНП, измеренное при строго определенной температуре 37,8°С (100°F), что позволяет сравнивать различные нефти по этому показателю.

Температура кипения. Любое индивидуальное вещество кипит при определенной температуре, называемой температурой кипения, которая зависит от химической природы вещества и внешнего давления. Нефть является многокомпонентной жидкостью и каждый индивидуальный углеводород, входящий в ее состав имеет собственную температуру кипения. Легкие углеводороды кипят при низких температурах, а тяжелые – при высоких. Поэтому нефть можно характеризовать только температурой начала кипения, величина которой зависит в основном от содержания в ней легких углеводородов.

Температура застывания имеет важное значение при осуществлении технологических операций с нефтью, например, при определении времени безопасной остановки «горячего» нефтепровода для проведения ремонтных работ. В соответствии с ГОСТ 20287–74 температурой застывания считается температура, при которой охлаждаемая в пробирке стандартных размеров нефть остается неподвижной в течение одной минуты при наклоне пробирки под углом 45°. На температуру застывания сильное влияние оказывают содержащиеся в нефти парафины и асфальтосмолистые вещества. Температура застывания нефтей и нефтепродуктов находится в интервале от –80 до +150°С.

Зависит от содержания парафина, чем его больше, тем температура застывания выше. Транспортировка нефти возможна лишь при температуре выше температуры застывания, до достижения этого, нефти с высоким содержанием парафина подогревают или добавляют в нее депрессорные присадки.

**10 Электризация нефти. Токсичность её паров.**

Электризация нефтей. Нефть и нефтепродукты обладают высоким электрическим сопротивлением и относятся к диэлектрикам (вещества, в которых практически отсутствуют свободные заряды). При движении по трубопроводам, насосам и арматуре от трения на стенках труб и оборудования могут образовываться заряды статического электричества с разностью потенциалов до 30–40 кВ. В случае разряда статического электричества возникают искры, которые могут привести к воспламенению или взрыву. Наиболее часто применяемой мерой защиты от статического электричества, цель которой – устранение электрических разрядов с проводящих элементов оборудования и трубопроводов, является заземление резервуаров, насосов, арматуры и трубопроводов.

Токсичность – свойство нефти и ее паров оказывать отравляющее действие на организм человека. Особенно токсичны пары сернистых нефтей. Отравление парами может происходить от вдыхания их при зачистке и ремонтных работах в резервуарах, в плохо вентилируемых помещениях, где возможно выделение углеводородных паров, в насосном цехе, в колодцах и т. д..

По характеру воздействия на организм человека нефть и ее пары относятся к наркотическим веществам, вызывающим головокружение, сухость во рту, головную боль, тошноту, повышенное сердцебиение, общую слабость, а в больших дозах – удушье.

По степени воздействия на организм человека нефть и ее пары относятся к 4 классу, т. е. к малоопасным веществам со средней смертельной концентрацией в воздухе более 50 000 мг/м3.

Одной из основных характеристик токсичности различных веществ является их предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе. ПДК – это максимальная концентрация данного вещества в воздухе, которая в течение всего рабочего стажа не может вызвать заболеваний или отклонений в состоянии здоровья, обнаруживаемых современными методами исследований в процессе работы или в отдаленные сроки жизни настоящего и последующих поколений.

**11 Пожаровзрывоопасные свойства нефти.**

Процесс горения представляет собой химическую реакцию соединения вещества с окислителем, протекающую в газовой фазе и сопровождающуюся выделением тепла и света.

Взрыв – это горение, протекающее с огромной скоростью, с выделением большого количества тепловой энергии, в результате чего образуется взрывная волна.

При оценке пожарной опасности нефтей и нефтепродуктов большое значение имеют температура вспышки, температура воспламенения и температура самовоспламенения.

Температурой вспышки называется наименьшая температура, при которой пары горючей жидкости в смеси с воздухом при поднесении к ним открытого источника огня вспыхивают и гаснут над поверхностью жидкости.

При этой температуре горение не происходит, т.к. скорость испарения жидкости недостаточна для обеспечения непрерывного процесса горения. Температура вспышки принята в основу классификации огнеопасных жидкостей. Жидкости с температурой вспышки до 61°С относятся к легко воспламеняющимся жидкостям (ЛВЖ), а жидкости с температурой вспышки выше 61°С – к горючим жидкостям (ГЖ).

Температурой воспламенения называется наименьшая температура, при достижении которой пары горючей жидкости в смеси с воздухом при поднесении к ним открытого источника огня воспламеняются и горят после его удаления в течение не менее 50 секунд.

Для ЛВЖ температура воспламенения на 2–3 градуса, а для ГЖ – на 20–30 градусов выше температуры вспышки.

Температурой самовоспламенения называется наименьшая температура, при которой смесь паров горючей жидкости с воздухом воспламеняется при нагревании без внесения открытого источника огня, лишь за счет превышения тепловыделений над теплоотводом.

Температура самовоспламенения зависит от объема нагреваемого продукта, концентрации его паров в смеси, давления смеси и ряда других факторов. Для различных нефтей температура самовоспламенения находится в пределах 230–250°С.

Взрываемость – это свойство горючих газов и паров ЛВЖ образовывать в определенных пропорциях с воздухом взрывоопасные смеси.

Наименьшая концентрация газа или пара, при которой взрыв уже возможен при внесении в эту смесь открытого источника огня, называется нижним концентрационным пределом распространения пламени (НКПР). Для нефти НКПР составляет 42 000 мг/м3.

Наибольшая концентрация газа или пара, при которой взрыв еще возможен при внесении в эту смесь открытого источника огня, называется верхним концентрационным пределом распространения пламени (ВКПР). Для нефти ВКПР составляет 195 000 мг/м3.

Концентрация горючей части смеси от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. При концентрации паров или газа в воздухе менее НКПР смесь при внесении открытого источника огня может гореть, но взрыва не будет. При концентрации паров или газа в воздухе выше ВКПР смесь при внесении открытого источника огня горит, а изменение ее состава в процессе горения (выгорание горючей части и снижение ее концентрации до ВКПР) может привести к взрыву.

С целью обеспечения пожаровзрывобезопасности, для всех веществ определена предельно допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), которая составляет 5% от величины НКПР. Для нефти ПДВК составляет 2100 мг/м3.