

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САХАЛИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

М. Е. Сторожева,
Я. В. Денисова

**СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ
ПРОДУКЦИИ НА ПРОМЫСЛАХ**

Учебно-методическое пособие

Южно-Сахалинск
СахГУ
2020

УДК 553.982(075.8)
ББК 33.36я73
С823

*Печатается по решению учебно-методического совета
Сахалинского государственного университета, 2019 г.*

Рецензенты:

Мирзоев Д. А., профессор кафедры освоения морских
нефтегазовых месторождений РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина, доктор технических наук, профессор;

Мелкий В. А., доктор технических наук, профессор,
зав. кафедрой геологии и нефтегазового дела
Технического нефтегазового института
Сахалинского государственного университета.

С823 **Сторожева, М. Е. Сбор и подготовка скважинной продукции
на промыслах** : учебно-методическое пособие / М. Е. Сторожева,
Я. В. Денисова. – Южно-Сахалинск : СахГУ, 2020. – 60 с.
ISBN 978-5-88811-614-2

Учебно-методическое пособие предназначено для проведе-
ния лабораторных занятий, выполнения самостоятельной ра-
боты и контроля знаний по разделам дисциплины «Сбор и под-
готовка скважинной продукции на промыслах» для студентов
направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» очного и заочного
обучения. Пособие включает пояснительный текст, задания, кон-
трольные вопросы для каждой темы лабораторных работ. Усвое-
ние материала упрощается наличием в пособии глоссария.

Учебно-методическое пособие может использоваться студен-
тами высших учебных заведений технических направлений под-
готовки, в которых изучается курс «Сбор и подготовка скважин-
ной продукции на промыслах».

УДК 553.982(075.8)
ББК 33.36я73

© Сторожева М. Е., 2020
© Денисова Я. В., 2020
© Сахалинский государственный
университет, 2020

ISBN 978-5-88811-614-2

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
Содержание тем по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах»	6
Лабораторные занятия по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах»	9
Занятие № 1. Определение плотности нефти	9
Занятие № 2. Определение вязкости нефти	17
Занятие № 3. Гидравлический расчет простого напорного трубопровода	24
Занятие № 4. Гидравлический расчет сложных трубопроводов, транспортирующих однофазную жидкость	29
Занятие № 5. Определение пропускной способности по газу и нефти гравитационных сепараторов	37
Примерные тестовые задания для проведения промежуточного контроля по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах»	44
Примерные темы рефератов по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах»	50
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	53
ГЛОССАРИЙ	54
ПРИЛОЖЕНИЯ	57

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Сбор и подготовка скважинной продукции» включена в учебный план для студентов вуза по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», входит в блок профессиональных дисциплин по направлению подготовки. Данный курс направлен на изучение закономерностей строения, состава, химических свойств простых и сложных веществ, а также способов получения и областей применения изучаемых веществ. Изучение химии включает в себя теоретический и практический блоки (лекции, лабораторные работы, самостоятельная работа). Все виды занятий взаимосвязаны и дополняют друг друга.

Основное содержание учебно-методического пособия представлено в четырех разделах.

В первом разделе приведены содержание основных тем программы по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах», а также цель изучения дисциплины, перечень общепрофессиональных и профессиональных компетенций, формируемых у студентов в соответствии с ФГОС ВО 3 по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (2018 г.). Раздел позволит студентам систематизировать лекционный материал, раскрывающий основные понятия и методики расчета параметров технологического процесса и оборудования.

Второй раздел пособия включает описание пяти лабораторных занятий. Выполнение их позволит студентам закрепить теоретический материал, сообщаемый в лекциях. Для выполнения заданий необходимо изучить теорию вопроса и решить ряд задач, предлагаемых преподавателем. Изучение дисциплины предполагает знание специальной терминологии, умение объяснять законы, использованные при решении поставленных задач. Итогом решения задач должен быть не только численный ответ, но и разносторонний анализ технического смысла. С этой целью в конце пособия представлен глоссарий, а в начале каждого лабораторного занятия содержится список необходимых терминов и понятий, которые должен освоить студент в ходе изучения темы. В конце лабораторного занятия приводятся контрольные вопросы, которые могут быть использованы студентами для самопроверки.

Без практики решения расчетных задач знания студентов бывают сильно формализованны. В связи с этим авторы уделяют особое внимание развитию профессиональных компетенций студентов, включая расчетные задачи по каждой теме лабора-

торных работ из области нефтегазового дела. Здесь также приводятся вопросы, погружающие студента в его будущую профессиональную деятельность.

В третьем разделе пособия содержатся примерные тестовые задания для проведения промежуточного контроля по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах». Тестовые задания составлены с учетом специфики нефтегазового дела.

В четвертом разделе пособия содержатся примерные темы рефератов по дисциплине «Сбор и подготовка скважинной продукции на промыслах». Темы составлены с учетом специфики нефтегазового дела.

Список литературы включает подборку научных теоретических и справочных источников по дисциплине, может быть полезен при написании рефератов, учебно-исследовательских работ, курсовых, выпускных квалификационных работ.

СОДЕРЖАНИЕ ТЕМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПРОМЫСЛАХ»

Целью курса является систематизация студентами научных основ, терминов и понятий по проектированию и эксплуатации систем сбора и промысловой подготовки скважинной продукции, а также освоение и применение методик решения практических задач при сборе и подготовке продукции добывающих скважин на нефтяных и газовых промыслах. Данные знания необходимы студентам для их профессиональной подготовки и формирования целостного представления о процессах доведения продукции скважин до товарных норм.

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование профессиональных компетенций.

Дисциплина относится к обязательным дисциплинам вариативной части программы бакалавриата Б1. Необходима как итоговая после изучения дисциплин «химия», «основы нефтегазового дела», «разработка нефтяных и газовых месторождений», «нефтегазопромысловое оборудование», «проектирование газонефтепроводов и газонефтехранилищ».

ТЕМЫ

БЛОК 1. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Тема 1. Нефть: понятие, состав нефти (групповой, элементный, фракционный), основные свойства и физико-химическая характеристика (плотность, вязкость, содержание парафина, смол, асфальтенов, сероводорода и углекислого газа). Классификация нефтей (химическая, технологическая).

Тема 2. Пластовые воды: понятие, состав пластовых вод. Основные свойства и физико-химическая характеристика (ионный состав, плотность, щелочность, кислотность и коррозионная активность). Классификация пластовых вод.

Тема 3. Попутный нефтяной газ: понятие, общая характеристика, состав, свойства. Классификация нефтяного газа.

Тема 4. Нефтяные эмульсии. Классификация нефтяных эмульсий. Условия образования. Основные свойства нефтяных эмульсий. Устойчивость эмульсий: кинетическая (седиментационная) и агрегативная. Природные эмульгаторы.

БЛОК 2. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Тема 1. Природный газ: понятие, общая характеристика, состав, свойства (плотность, вязкость, газовая постоянная, коэффициент сжимаемости, коэффициент Джоуля–Томсона). Группы природного газа в зависимости от происхождения.

Тема 2. Газовый конденсат: понятие, общая характеристика, состав, свойства, виды.

БЛОК 3. СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ НА ПРОМЫСЛАХ

Тема 1. Современные высоконапорные герметизированные и автоматизированные системы промыслового сбора и транспортирования продукции нефтяных скважин: понятие, общие требования, исходные данные для проектирования. Состав и схемы систем в зависимости от величины и конфигурации площади нефтяного месторождения; рельефа местности; физико-химических свойств нефти и пластовой воды; местонахождения месторождения.

Тема 2. Схема сбора нефти и газа Бароняна–Везирова. Описание схемы, достоинства и недостатки. Грозненская схема сбора нефти и газа. Описание схемы, достоинства и недостатки. Схема сбора нефти и газа института «ТатНИПИнефть». Описание схемы, достоинства и недостатки. Схема сбора нефти и газа института «Гипровостокнефть». Описание схемы, достоинства и недостатки.

БЛОК 4. СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ПРОМЫСЛАХ

Тема 1. Современные герметизированные и автоматизированные системы промыслового сбора и транспортирования продукции газовых скважин: понятие, общие требования, исходные данные для проектирования.

Тема 2. Классификация, состав и схемы систем в зависимости от степени централизации технологических объектов подготовки газа, по конфигурации трубопроводных коммуникаций, по рабочему давлению.

Тема 3. Конструктивные особенности систем промыслового сбора и транспортирования продукции газовых скважин при выделении газового конденсата.

БЛОК 5. ПОДГОТОВКА НЕФТИ НА ПРОМЫСЛАХ ДО ТОВАРНЫХ НОРМ ПРОДУКЦИИ

Тема 1. Измерение количества нефти и пластовой воды по скважинам.

Тема 2. Сепарация нефти от газа, обоснование необходимости отделения газа. Назначение, классификация и конструкция сепараторов, показатели оценки эффективности сепаратора и его технического совершенства. Ступени сепарации, критерии выбора оптимального числа ступеней сепарации.

Тема 3. Обезвоживание нефти на установках подготовки нефти (УПН), обоснование необходимости отделения пластовой воды. Методы разрушения эмульсий обратного типа «вода в нефти»: гравитационное холодное разделение, внутритрубная деэмульсация ПАВ, фильтрация, термохимическое воздействие, электродегидрация. Классификация деэмульгаторов и предъявляемые к ним требования.

Тема 4. Обессоливание нефти, обоснование необходимости отделения солей. Подготовка отделенных вод для нагнетания их в нефтяные горизонты.

БЛОК 6. ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА НА ПРОМЫСЛАХ ДО ТОВАРНЫХ НОРМ

Тема 1. Измерение количества природного газа и газового конденсата по скважинам.

Тема 2. Очистка газа от механических примесей, обоснование необходимости отделения механических примесей. Назначение, классификация и конструкция пылеуловителей, показатели оценки эффективности пылеуловителя и его технического совершенства. Охлаждение газа с применением эффекта Джоуля–Томсона, аппаратов воздушного охлаждения, холодильных установок.

Тема 3. Осушка газа на установках комплексной подготовки газа (УКПГ), обоснование необходимости отделения влаги, гидраты, предупреждение гидратообразования в технологическом оборудовании, методы удаления гидратов. Методы осушки природного газа: абсорбционная и адсорбционная осушка, низкотемпературная сепарация.

Тема 4. Удаление из природного газа кислых газов (сероводорода, углекислого газа), ртути и других вредных примесей.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ЗАНЯТИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПРОМЫСЛАХ»

ЗАНЯТИЕ № 1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ

Плотность является важнейшей характеристикой, позволяющей в совокупности с другими константами ориентировочно оценивать фракционный и химический состав нефти.

Цель работы: закрепить у студентов понятие о показателе качества нефти – плотности и получить практические навыки по ее определению.

Основные термины и понятия:

- плотность;
- удельный вес;
- сжимаемость;
- нормальные условия;
- стандартные условия.

Оборудование и реактивы:

- ареометры для нефти (ГОСТ 18481);
- термометры ртутные стеклянные, цена деления шкалы 0,1 °С;
- цилиндры для ареометров стеклянные;
- термостат или водяная баня;
- штатив для цилиндров;
- растворители;
- термостат;
- пикнометр;
- хромовая смесь;
- вода дистиллированная;
- этиловый спирт;
- пипетка;
- бумага фильтровальная.

Работа № 1 Определение плотности нефти ареометром (нефтеденсиметром)

Данный способ основан на законе Архимеда, согласно которому тело, погруженное в жидкость, теряет в весе столько,

сколько весит вытесненный им объем жидкости.

По устройству ареометры могут быть двух типов – с постоянным весом и с постоянным объемом. Наибольшее распространение получили ареометры первого типа.

Ареометр с постоянным весом представляет собой стеклянный цилиндрический сосуд, снабженный снизу багетом в виде мелких металлических шариков. Градуировку ареометров производят через 0,0005 в известном интервале.

Проведение анализа

Определение плотности нефти ареометром выполняется по ГОСТ 3900-85. Пробу испытуемого нефтепродукта наливают в цилиндр емкостью 200 мл на 2–3 см ниже верхнего края (не более чем на 2/3 объема). Цилиндр должен быть установлен на ровной поверхности. Чтобы не образовывалась пена на поверхности цилиндра, продукт наливают не прямо на дно цилиндра, а по стеклянной палочке или по стенкам цилиндра. Если пена все же образовалась, то в случае маловязкого продукта достаточно хлопнуть ладонью по верху цилиндра, а в случае высоковязкого продукта ее надо снять фильтровальной бумагой.

Необходимо, чтобы температуры цилиндра и испытуемой пробы были одинаковыми. Температуру пробы измеряют термометром с ценой деления 1 °С до и после измерения плотности. Температура при проведении испытаний должна оставаться постоянной.

Чистый и сухой ареометр (рис. 1) медленно и осторожно опускают в цилиндр с испытуемым продуктом. Ареометр поддерживают за верхний конец, не допуская смачивания части стержня, расположенной выше уровня погружения ареометра. Когда колебания ареометра прекратятся, отсчитывают показания по верхнему краю мениска. При этом глаз должен находиться на уровне мениска (рис. 2). Отсчет по шкале ареометра соответствует плотности нефтепродукта при температуре испытания (г/см^3).

Обработка результатов

Измеренную температуру испытания округляют до ближайшего значения температуры, указанного в таблице 1.

По значению плотности, определенной с помощью ареометра, и округленному значению температуры находят плотность испытуемого продукта при температуре 20 °С по таблице 1. За результат испытаний принимают среднее арифметическое двух определений.

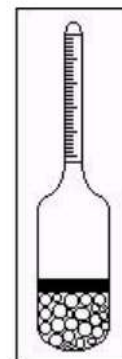


Рис. 1. Внешний вид ареометра

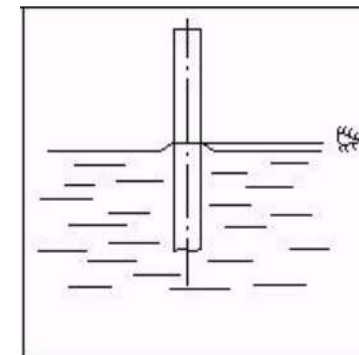


Рис. 2. Снятие показаний ареометра визуально

Таблица 1

Перевод плотности при температуре испытания в плотность при температуре 20 °С

Температура испытаний, °С	Плотность по шкале ареометра, г/см^3						
	0,810	0,820	0,830	0,840	0,850	0,860	0,870
	плотность при 20 °С, г/см^3						
10	0,8030	0,8131	0,8232	0,8333	0,8434	0,8534	0,8635
11	0,8037	0,8137	0,8239	0,8340	0,8440	0,8541	0,8641
12	0,8044	0,8145	0,8246	0,8346	0,8446	0,8547	0,8648
13	0,8051	0,8152	0,8253	0,8353	0,8454	0,8554	0,8654
14	0,8058	0,8159	0,8259	0,8360	0,8460	0,8561	0,8661
15	0,8065	0,8166	0,8266	0,8367	0,8467	0,8567	0,8667
16	0,8072	0,8173	0,8273	0,8373	0,8474	0,8574	0,8674
17	0,8079	0,8179	0,8280	0,8380	0,8480	0,8580	0,8681
18	0,8086	0,8186	0,8287	0,8387	0,8487	0,8587	0,8687
19	0,8093	0,8193	0,8293	0,8393	0,8493	0,8593	0,8694
20	0,8107	0,8207	0,8307	0,8407	0,8507	0,8607	0,8706

Продолжение таблицы 1

Температура испытаний, °С	Плотность по шкале ареометра, г/см ³						
	0,810	0,820	0,830	0,840	0,850	0,860	0,870
	плотность при 20 °С, г/см ³						
21	0,8114	0,8214	0,8313	0,8413	0,8513	0,8613	0,8713
22	0,8121	0,8220	0,8320	0,8420	0,8520	0,8620	0,8719
23	0,8128	0,8227	0,8327	0,8427	0,8526	0,8626	0,8726
24	0,8134	0,8234	0,8334	0,8433	0,8533	0,8633	0,8732

Пример пересчета

Плотность нефтепродукта при температуре 24,2 °С равна 0,8235 г/см³. Для пересчета плотности продукта, измеренной при 24,2 °С, на плотность при 20 °С, необходимо:

- 1) округлить температуру испытания до 24,0 °С;
- 2) округлить измеренную плотность до второй значащей цифры, например, до 0,820 г/см³;
- 3) по таблице 1 в горизонтальной графе «Плотность по шкале ареометра» найти округленную величину плотности (0,820);
- 4) в графе «Температура испытания» найти значение температуры – 24,0 °С;
- 5) в таблице 1 найти значение плотности продукта при 20 °С – на пересечении вертикальной и горизонтальной граф – 0,8227 г/см³. Так как при округлении измеренной плотности значение плотности фактически уменьшили на 0,8235 – 0,820 = 0,0035, необходимо прибавить это значение к найденному по таблице значению плотности при 20 °С: 0,8227 + 0,0035 = 0,8262 г/см³. Таким образом, плотность нефтепродукта при 20 °С равна 0,8262 г/см³.

Точность метода

Сходимость. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает 0,0005 г/см³ – для прозрачных продуктов; 0,0006 г/см³ – для темных и непрозрачных продуктов.

Воспроизводимость. Два результата определений, полученные в двух лабораториях, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает

0,0012 г/см³ – для прозрачных продуктов; 0,0015 г/см³ – для темных и непрозрачных продуктов.

Работа № 2

Определение плотности нефти пикнометром

Пикнометрический метод является одним из самых точных способов определения плотности нефти (точность до 0,00005). Преимуществом метода является возможность определения плотности в случае малых по сравнению с другими методами количеств испытуемого продукта (1–20 мл). Определение плотности нефти пикнометром выполняется по ГОСТ 3900-85.

Метод основан на определении относительной плотности – отношения массы испытуемого продукта к массе воды, взятой в том же объеме и при той же температуре. Так как за единицу массы принимается масса 1 см³ воды при температуре 4 °С, то плотность, выраженная в г/см³, будет численно равна плотности по отношению к воде при температуре 4 °С.

Проведение анализа

Стандартной температурой, при которой определяется плотность нефти, является 20 °С. Для определения плотности применяют стеклянные пикнометры различной емкости с меткой и капиллярной трубкой.

Каждый пикнометр характеризуется так называемым «водным числом», то есть массой воды в объеме данного пикнометра при 20 °С. Перед определением водного числа пикнометр промывают последовательно хромовой смесью, дистиллированной водой, этиловым спиртом и сушат. Чистый и сухой пикнометр взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,0002 г. С помощью пипетки наполняют пикнометр дистиллированной водой (выше метки). Затем пикнометр с водой термостатируют при 20 ± 0,1 °С в течение 30 минут, удерживая пикнометр в термостате на пробковом поплавке. Когда уровень воды в шейке пикнометра перестанет изменяться, отбирают избыток воды пипеткой или фильтровальной бумагой, вытирают шейку пикнометра внутри и закрывают пробкой. Уровень воды в пикнометре устанавливают по верхнему мениску. Пикнометр с установленным уровнем воды тщательно вытирают снаружи и взвешивают с точностью до 0,0002 г.

Плотность нефти определяют следующим образом.

Сухой и чистый пикнометр наполняют с помощью пипетки анализируемой нефтью немного выше метки, стараясь не за-

мазать стенки пикнометра. Затем пикнометр с нефтью закрывают пробкой и термостатируют при 20 °С 30 минут, пока уровень нефти не перестанет изменяться. Избыток нефти отбирают пипеткой или фильтровальной бумагой. Уровень нефти в пикнометре устанавливают по верхнему мениску. Пикнометр с установленным уровнем вынимают из термостата, тщательно вытирают и взвешивают с точностью до 0,0002 г (см. рис. 3).

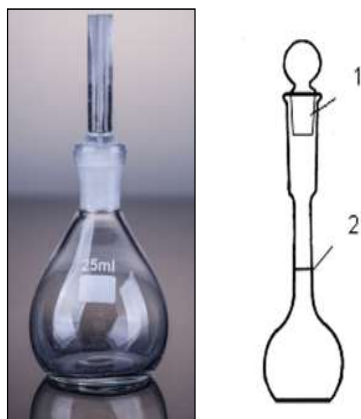


Рис. 3. Внешний вид пикнометра:

- 1 – притертая пробка (для предотвращения потерь нефтепродукта от испарения);
2 – метка, указывающая точный объем пикнометра

Плотность нефти вычисляют по формуле 1.1:

$$\rho_{20} = \frac{(m_2 - m) \times 0,99703}{m_1 - m} + 0,0012, \quad (1.1)$$

где m – масса пустого пикнометра, г; m_1 – масса пикнометра с водой дистиллированной, г; m_2 – масса пикнометра с нефтью, г; 0,99703 – значение плотности воды дистиллированной при 20 °С, г/см³; 0,0012 – значение плотности воздуха при 20 °С и при барометрическом давлении 1011 гПа (760 мм рт. ст.). Значение 0,0012 надо прибавить к рассчитанной плотности, так как пикнометр перед заполнением жидкостью содержал воздух.

Следует обращать внимание на то, чтобы при вытирании пик-

нометра на его стенках не оставались волокна фильтровальной бумаги или ткани. Нельзя сушить пикнометр путем нагревания. Применение пикнометра позволяет определять относительную плотность с точностью до 0,001.

Следует иметь в виду, что результаты определения плотности искажаются при наличии в исходной нефти воды и механических примесей.

Точность метода

Сходимость. Два результата определений, полученные одним исполнителем, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает 0,0006 г/см³.

Воспроизводимость. Два результата определений, полученные в двух лабораториях, признаются достоверными с 95%-й вероятностью, если расхождение между ними не превышает 0,0006 г/см³.

Ход работы

1. Провести испытания двух или более образцов нефти ареометрическим и пикнометрическим методом.
2. Результаты исследований занести в таблицу 2. Определить тип нефти.

Таблица 2

Сравнительная характеристика образцов нефти

Характеристики образца	Образец № 1	Образец № 2	Образец № 3
Месторождение (район добычи)			
Цвет (желтый, янтарный, темно-коричневый, черный)			
Наличие в нефти капель воды или механических примесей			
Для ареометрического метода			
Объем пробы, см ³			
Температура испытаний, °С (если отличие от 20 °С)			
Плотность при температуре испытаний, г/см ³			

Продолжение таблицы 2

Характеристики образца	Образец № 1	Образец № 2	Образец № 3
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³ (пересчитанная)			
Для пикнометрического метода			
Масса пустого пикнометра m , г			
Масса пикнометра с водой дистиллированной m_1 , г			
Масса пикнометра с нефтью m_2 , г			
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³			
Тип нефти			

Работа № 3
Решение задач

1. Пластовая вода плотностью 1228 кг/м³ и нефть плотностью 880 кг/м³ при добыче образуют эмульсию. Рассчитать плотность эмульсии, если известно, что она содержит 40 % чистой воды, а минерализация обусловлена CaCl₂ (*ответ: 1000 кг/м³*).

2. Пластовая вода плотностью 1177 кг/м³ и нефть плотностью 865 кг/м³ при добыче образуют эмульсию. Рассчитать плотность эмульсии, если известно, что она содержит 26 % чистой воды, а минерализация обусловлена NaCl (*ответ: 1089,4 кг/м³*).

3. Плотность нефти месторождения Мухто Сахалинской области при температуре 20 °С равна 845 кг/м³. Вычислите плотность той же нефти при температуре 5 °С (*ответ: 855,5 кг/м³*).

4. Температура нефти месторождения Аркутун-Даги (Сахалинская область) с номинальной плотностью $\rho_{20} = 825$ кг/м³ опустилась на 8 °С. На сколько процентов увеличилась его плотность? (*ответ: на 0,71 %*)

5. Плотность нефти при температуре 12 °С составляет $\rho_{20} = 840$ кг/м³. Какова будет плотность при температуре 18 °С? (*ответ: 835,6 кг/м³*)

6. Уровень нефти $\rho_n = 850$ кг/м³ в вертикальном цилиндрическом резервуаре составлял 9 м, считая от дна резервуара. Определите, как изменится этот уровень днем, когда средняя температура нефти увеличится на 7 °С (*ответ: повысится на 5,23 см*).

Контрольные вопросы:

1. Что такое относительная плотность? В каких единицах она измеряется?
2. Что учитывает температурная поправка при пересчете плотности с одной температуры на другую?
3. Как плотность зависит: а) от температуры; б) от содержания в ней смол и асфальтенов; в) от содержания растворенных газов; г) от давления; д) от глубины залегания нефтеносного пласта?
4. Можно ли для расчета плотности смеси нефтепродуктов воспользоваться свойством аддитивности?
5. Учитывается ли плотность при расчетах за поставку нефтепродуктов?
6. Что такое удельный вес вещества? Как связаны между собой плотность и удельный вес жидкости?
7. Какие типы нефти по плотности выделены согласно ГОСТу Р51858- 2002?
8. Чему равен один нефтяной баррель?

Литература:

1. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М. : ИПК «Издательство стандартов», 2006. – С. 105–110.
2. ГОСТ Р 51858- 2002. Нефть. Общие технические условия. – М. : Стандартинформ, 2006. – С. 6–8.
3. Табаров, С. Л. Методические указания к лабораторным работам по курсу «Химия нефти и газа» / С. Л. Табаров. – Южно-Сахалинск : изд-во СахГУ, 2005. – С. 7–11.

ЗАНЯТИЕ № 2
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ

Вязкость является важнейшей физической константой, характеризующей эксплуатационные свойства топлив, нефтяных масел и нефтей. По значению вязкости судят о возможности распыления и прокачивания нефти и нефтепродуктов.

В нефтяной промышленности различают динамическую, кинематическую, условную и эффективную вязкости.

Единицей измерения динамической вязкости в системе СИ является Н×с/м². Учитывая, что Н/м² = Па, динамическую вязкость часто выражают в Па×с или мПа×с. В системе СГС размерность динамической вязкости называется «Пуаз» (1 Пз = 0,1 Па×с).

Единицей измерения кинематической вязкости является $\text{м}^2/\text{с}$ – вязкость такой жидкости, динамическая вязкость которой равна $1\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$ и плотность – $1\text{кг}/\text{м}^3$. В системе СГС размерность кинематической вязкости называется «Стокс» ($1\text{Ст} = 10^{-4}\text{м}^2/\text{с}$).

Нефть часто характеризуется условной вязкостью, за которую принимается отношение времени истечения через калиброванное отверстие стандартного вискозиметра 200 мл нефти при определенной температуре ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при температуре $20\text{ }^\circ\text{C}$. Условная вязкость при температуре T имеет обозначение ВУт и выражается числом условных градусов.

Цель работы: закрепить у студентов понятие о показателе качества нефти – вязкости и получить практические навыки по ее определению.

Основные термины и понятия:

- кинематическая вязкость;
- динамическая вязкость;
- условная вязкость;
- ньютоновская жидкость.

Оборудование и реактивы:

- вискозиметр капиллярный;
- термометры ртутные стеклянные, цена деления шкалы $0,1\text{ }^\circ\text{C}$;
- термостат или водяная баня.

Работа № 1

Определение кинематической вязкости нефти капиллярными вискозиметрами

Настоящий метод применяется для определения кинематической вязкости жидкой нефти, которая при температуре испытания представляет собой ньютоновскую жидкость. Сущность метода заключается в измерении времени истечения определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести.

Сущность метода

Определение вязкости с помощью капиллярного вискозиметра в измерении времени истечения определенного объема испытуемой нефти из капилляра от метки M_1 до метки M_2 под влиянием силы тяжести (рис. 4, 5).

Проведение анализа

Вискозиметр заполняют испытуемым нефтепродуктом сле-

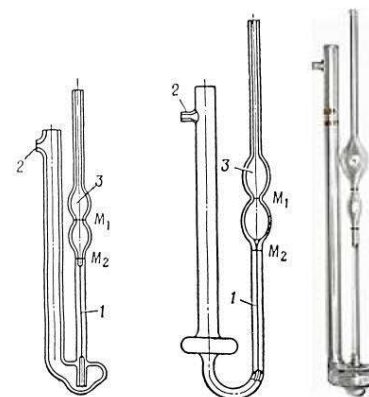


Рис. 4. Вискозиметры типа ВПЖ-2 и Пинкевича:
1 – капилляр вискозиметра;
2 – отводная трубка;
3 – расширение вискозиметра

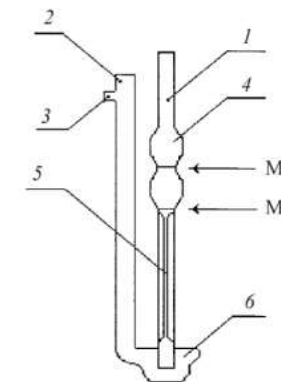


Рис. 5. Вискозиметр капиллярный: 1, 2 – колена;
3 – отводная трубка;
4 – расширение;
5 – капилляр; 6 – резервуар

дующим образом. На отводную трубку 3 надевают резиновый шланг; далее, зажав пальцем колено 2 и перевернув вискозиметр, опускают колено 1 в сосуд с нефтепродуктом и засасывают ее (с помощью груши) до отметки M_2 , следя за тем, чтобы в жидкости не образовались пузырьки воздуха. В тот момент, когда уровень жидкости достигнет отметки M_2 , вискозиметр вынимают из сосуда и быстро переворачивают в нормальное положение. Снимают с внешней стороны колена 1 избыток жидкости и надевают на него резиновую трубку.

Вискозиметр устанавливают вертикально в жидкостном термостате (бане) так, чтобы расширение 4 было ниже уровня жидкости. После выдержки в термостате не менее 15 мин. при заданной температуре засасывают жидкость в колено 1 примерно до $1/3$ высоты расширения 4.

Сообщают колено 1 с атмосферой и определяют время опускания мениска жидкости от отметки M_1 до отметки M_2 . Определение производят не менее трех раз. Результаты трех последовательных измерений не должны отличаться более чем на $0,2\%$. В противном случае определения необходимо повторить.

Расчет кинематической вязкости ν ($\text{мм}^2/\text{с}$) ведется по формуле 2.1:

$$v = c \times t, \quad (2.1)$$

где c – постоянная вискозиметра, $\text{мм}^2/\text{с}^2$; t – среднее арифметическое время истечения из результатов последовательных измерений, с.

По измеренному значению кинематической вязкости вычисляют динамическую вязкость η ($\text{мПа} \times \text{с}$) испытуемого нефтепродукта по формуле 2.2:

$$\mu = v \times \rho, \quad (2.2)$$

где v – кинематическая вязкость, $\text{мм}^2/\text{с}$; ρ – плотность нефти при температуре проведения анализа вязкости, $\text{г}/\text{см}^3$ (определяется экспериментально при температуре измерения вязкости нефтепродукта или вычисляется по значению плотности при другой температуре). Результаты определения кинематической и динамической вязкости округляют до 0,1.

Работа № 2

Определение условной вязкости на вискозиметрах типа ВУ

Метод определения условной вязкости применяется для нефтей, дающих непрерывную струю в течение всего испытания и вязкости которых нельзя определить капиллярными вискозиметрами.

Испытание проводится в вискозиметрах типа ВУ. Вискозиметр типа ВУ состоит из внутреннего резервуара 1, снабженного сточной трубкой 2 калибровочного диаметра для истечения жидкости. Внутренний резервуар помещен в водяную или масляную баню 3, снабженную мешалкой 4. Подогрев бани осуществляется при помощи электрической печки 5. Температура бани измеряется термометром. Резервуар 1 закрывается крышкой 6, имеющей два отверстия, в одно из которых вставляется специальный термометр 7, а в другое – деревянный заостренный стержень 8, с помощью которого закрывается и открывается отверстие сливной трубки 2 на дне резервуара 1. Внутри резервуара прикреплены три заостренных и изогнутых под прямым углом штифта 9, служащих указателем уровня нефти, заливаемой в вискозиметр. Объем резервуара 1 от дна до конца штифтов составляет около 240 мл.

Весь прибор устанавливается на треножнике 10, снабженном установочными винтами 11.

Для измерения объема вытекающей из вискозиметра нефти к прибору прилагается специальная измерительная колба 12 с отметкой 200 мл.

Подготовка пробы

Произведите обезвоживание анализируемой нефти, взболтав ее со свежeproкаленной и охлажденной поваренной солью, сульфатом натрия или с зерненым хлористым кальцием. После того как анализируемый нефтепродукт отстоится, профильтруйте его через сетку с не менее чем 566 отверстиями на 1 см^2 .

Подготовка прибора

Перед каждым определением условной вязкости резервуар вискозиметра и его сточную трубку тщательно промойте чистым профильтрованным легким бензином и просушите воздухом (вытирать внутренний резервуар нельзя, допускается снимать оставшиеся капли фильтровальной бумагой, все края которой ровно обрезаны).

Проведение анализа

Сточное отверстие резервуара подготовленного вискозиметра плотно закрывается стержнем. Подготовленную анализируемую жидкость осторожно наливают, чтобы при этом не образовалось пузырьков воздуха, в резервуар вискозиметра до уровня, немного превышающего уровень крючков.

В ванну вискозиметра наливают воду (для определения вязкости при температуре ниже 80°C) или нефтяное масло, имеющее вязкость 20–60 сСт и температуру вспышки не ниже 180°C (для определения вязкости при температуре 30– 100°C).

Регулятор мощности подсоединяют к вискозиметру и включают его в сеть. Нагревают воду в ванной на $0,5^\circ\text{C}$ выше заданной температуры.

Получив соответствующую температуру жидкости в ванне, поддерживают ее на этом уровне, перемешивая воду мешалкой и, когда требуется, включая электрообогрев. Нефть также перемешивают наконечником термометра, осторожно вращая для этого крышку резервуара с установленным в ней термометром. Температуру нефти доводят точно до заданного значения и поддерживают ее в течение пяти минут с отклонениями, не превышающими $0,2^\circ\text{C}$. Соответствующую температуру нефти поддерживают неизменной все время опыта, для чего следует регулировать мощность, выделяемую нагревателем.

Подняв и отпустив стержень, кратковременно открывают сточное отверстие, чтобы поверхность нефти в резервуаре достигла начального уровня.

Если нефтепродукта вытечет больше, чем нужно, следует осторожно добавлять его по каплям до достижения уровня остриев крючков, следя за тем, чтобы при этом в нефти не образовалось пузырьков воздуха.

Под сточное отверстие вискозиметра поставьте чистую измерительную колбу и продолжайте помешивать нефтепродукт, осторожно вращая вокруг стержня крышку резервуара с термометром.

Когда показание термометра резервуара совпадает с заданным значением температуры для определения вязкости, следует выждать еще пять минут, затем быстро вынуть стержень из сточной трубки и одновременно нажать кнопку секундомера.

Когда уровень нефтепродукта в измерительной колбе достигнет отметки 200 мл (пена в расчет не принимается), остановите секундомер и отсчитайте время истечения нефтепродукта с точностью 0,2 с.

Порядок расчета вязкости

Условную вязкость анализируемой нефти при температуре t (ВУ t) в условных градусах следует вычислить по формуле 2.3:

$$\text{ВУ}t = \frac{t_t^H}{t_{20^\circ}^{\text{H}_2\text{O}}}, \quad (2.3)$$

где t_t^H – время истечения из вискозиметра 200 мл анализируемой нефти при температуре испытания t ; $t_{20^\circ}^{\text{H}_2\text{O}}$ – водное число вискозиметра, равное 52 с.

Расхождение между двумя параллельными сериями определений времени истечения (Δt) не должно превышать значений, указанных в таблице 1.

Работа № 3

Решение задач

1. Рассчитать кинематическую вязкость нефти марки «Сокол», добываемой в рамках проекта «Сахалин-1» при температуре 275 К. Плотность нефти составляет 835 кг/м³ (ответ: 70,5 мм²/с).

2. Определить вязкость сепарированной нефти при 73 °С, если известна только ее плотность при 20 °С в поверхностных

условиях, равная 919 кг/м³ (ответ: 16 мПа·с).

3. Определите динамическую вязкость нефти плотностью $\rho_n = 900$ кг/м³, если известно, что 300 мл этой нефти вытекает из камеры капиллярного вискозиметра через вертикальную цилиндрическую трубку с внутренним диаметром 2 мм за 500 с (ответ: $\approx 5,78$ сПа).

4. Определите кинематическую вязкость нефти, если известно, что 50 мл этой нефти вытекает из камеры вискозиметра через вертикальный цилиндрический капилляр с внутренним диаметром 2 мм за 4 мин. (ответ: $\approx 18,5$ сСм).

5. Для определения вязкости нефти плотностью $\rho_n = 900$ кг/м³ в нее брошена металлическая дробинка диаметром $d = 0,5$ мм и плотностью $\rho_d = 7800$ кг/м³, которая под действием силы тяжести медленно опускается вниз с постоянной скоростью 0,5 см/с. Определите динамическую и кинематическую вязкость нефти (ответ: 188 сПа, 209 сСм).

Контрольные вопросы:

1. Какие жидкости называются «ньютоновскими»?
2. Что такое динамическая, кинематическая и условная вязкость?
3. Как между собой связаны понятия касательного напряжения и градиента скорости жидкости?
4. Что такое структурная вязкость и основные причины ее проявления?
5. Как и почему меняется вязкость при повышении температуры?
6. Приведите примеры практического значения вязкости как одного из важнейших свойств жидкостей.
7. Почему при определении вязкости уровень жидкости в термостате должен быть выше уровня жидкости в вискозиметре?

Литература:

1. ГОСТ 33-2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. – М. : Стандартинформ, 2017. – С. 2–10.
2. ГОСТР 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М. : Стандартинформ, 2006. – С. 6–8.
3. Табаров, С. Л. Методические указания к лабораторным работам по курсу «Химия нефти и газа» / С. Л. Табаров. – Южно-Сахалинск : изд-во СахГУ, 2005. – С. 12–17.

ЗАНЯТИЕ № 3 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПРОСТОГО НАПОРНОГО ТРУБОПРОВОДА

Простым трубопроводом называют трубопровод постоянного диаметра, если он не имеет ответвлений (отводов). Простые трубопроводы могут соединяться последовательно, параллельно или образовывать разветвления.

Цель работы: научиться определять один из следующих основных параметров трубопровода – диаметр D , или начальное давление p_n или пропускную способность Q по формулам общей гидравлики.

Основные термины и понятия:

- напорные трубопроводы;
- пропускная способность трубопровода;
- разность геодезических (нивелирных) высот трубопровода;
- шероховатость стенки трубопровода;
- ламинарный режим движения жидкости;
- турбулентный режим движения жидкости;
- эквивалентный диаметр.

Работа № 1

Методика определения пропускной способности трубопровода Q

В задачах данного типа искомой величиной является пропускная способность трубопровода Q при заданных величинах диаметра D , длины l трубопровода, физических свойств перекачиваемой жидкости ($\rho_{ж}$ и $\nu_{ж}$), геометрических отметках начала и конца трубопровода ($\Delta z = z_1 - z_2$) и перепада давления ($\Delta P = P_1 - P_2$) или напора ($\Delta H = H_1 - H_2$).

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от числа Рейнольдса Re , а следовательно, и от неизвестного расхода Q . Поэтому задачу решают графоаналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) сначала задаются несколькими произвольными значениями расхода жидкости Q ;

2) затем определяют скорость потока (м/с), соответствующую заданному значению расхода Q (м³/с) по формуле 3.1:

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (3.1)$$

где F – площадь поперечного сечения трубопровода, м²; d – внутренний диаметр трубопровода, м;

3) далее рассчитывают число Рейнольдса по формуле 3.2:

$$Re = \frac{Vdp}{\mu} = \frac{Vd}{\nu} = \frac{Qd}{F\nu} = \frac{4Q}{\pi D\nu} = \frac{4Q\rho}{\pi D\mu}, \quad (3.2)$$

где ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с;

4) в соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе и соответствующую формулу для расчета значения коэффициента гидравлического сопротивления λ (табл. 3). Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют следующие формулы 3.3:

$$Re_I = \frac{10D}{\Delta_s}; \quad Re_{II} = \frac{500D}{\Delta_s}, \quad (3.3)$$

где Δ_s – эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $\Delta_s = 0,2$ мм;

Таблица 3

Формулы для определения значения коэффициента гидравлического сопротивления λ в зависимости от режима движения жидкости

Значение числа Рейнольдса Re			
До 2320	$2320 < Re < Re_I$	$Re_I < Re < Re_{II}$	$Re_{II} < Re$
Режим движения жидкости в трубопроводе			
Ламинарный	Переходный (гидравлически гладких труб)	Смешанный	Квадратичный
Формулы для определения значения коэффициента гидравлического сопротивления λ			

Продолжение таблицы 3

Значение числа Рейнольдса Re			
До 2320	$2320 < Re < Re_I$	$Re_I < Re < Re_{II}$	$Re_{II} < Re$
Формула Стокса:	Формула Блазиуса:	Формула А. Д. Альтшуля:	Формула Б. Л. Шифринсона
$\lambda = \frac{64}{Re}$	$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta_s}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$	$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta_s}{d} \right)^{0,25}$

5) затем находят для данного расхода потери напора (потери давления) в трубопроводе $h_{тр}$ по формуле Дарси-Вейсбаха (3.4, 3.5):

$$h_{тр} = \lambda \times \frac{l}{d} \times \frac{V^2}{2g}, \quad (3.4)$$

$$\Delta P = \lambda \times \frac{l}{d} \times \frac{V^2}{2} \rho, \quad (3.5)$$

где $h_{тр}$ – потери напора на преодоление сил трения, м; ΔP – потери давления, Па; l – длина трубопровода, м; d – внутренний диаметр трубопровода, м; ρ – плотность жидкости, кг/м³; V – средняя скорость течения жидкости, м/с; g – ускорение свободного падения, м/с²; λ – коэффициент гидравлического сопротивления (безразмерный), в общем случае зависящий от числа Рейнольдса (Re) и относительной шероховатости стенки трубопровода;

6) строят по найденным величинам зависимость $h_{тр} = f(Q)$ (рис. 6, а). После этого по заданному напору h_0 находят искомую производительность трубопровода Q_0 .

Работа № 2

Методика определения необходимого начального напора H_n или давления P_n в трубопроводе

В задачах данного типа искомой величиной является значение необходимого начального напора H_n или давления P_n при заданных величинах H_k или давления P_k , длины l трубопровода, физических свойств перекачиваемой жидкости ($\rho_{ж}$ и $\nu_{ж}$), диаметра трубопровода D , разности геометрических отметок начала и

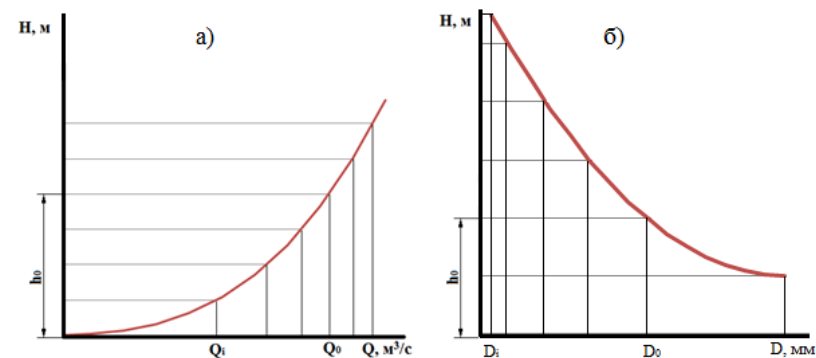


Рис. 6. Расчетные схемы простых трубопроводов

конца трубопровода ($\Delta z = z_1 - z_2$) и количества перекачиваемой жидкости $Q_{ж}$.

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

- 1) по известным диаметру трубопровода и расходу жидкости в нем определяют скорость потока (м/с) по формуле 3.1;
- 2) далее рассчитывают число Рейнольдса по формуле 3.2;
- 3) в соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе и соответствующую формулу для расчета значения коэффициента гидравлического сопротивления λ (табл. 4). Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют формулы 3.3;
- 4) учитывая, что $\Delta P = P_n - P_k$, решают уравнение Дарси-Вейсбаха относительно искомого начального давления по формуле 3.5.

Работа № 3

Методика определения диаметра D трубопровода

В задачах данного типа искомым является диаметр трубопровода D при известном расходе жидкости Q , перепаде давлений ΔP , плотности $\rho_{ж}$ и вязкости жидкости $\nu_{ж}$ ($\mu_{ж}$), а также длине трубопровода l .

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима движения, то есть от значения числа Рейнольдса, и от неизвестного диаметра D , входящего в число Рейнольдса. Поэтому данная задача решается графоаналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) сначала задаются несколькими произвольными значениями диаметра D трубопровода;

2) затем определяют скорость потока (м/с), соответствующую заданному значению расхода Q (м³/с) по формуле 3.1;

3) далее рассчитывают число Рейнольдса по 3.2;

4) в соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе и соответствующую формулу для расчета значения коэффициента гидравлического сопротивления λ (табл. 4). Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют следующие формулы 3.3;

5) затем находят для данного расхода потери напора в трубопроводе $h_{тр}$ по формуле Дарси-Вейсбаха (3.4);

6) строят по найденным величинам зависимость $h_{тр} = f(D)$ (рис. 6, б). Необходимый диаметр трубопровода определяется по кривой (см. рис. 6, б) по заданному напору:

$$h_0 = \Delta z + \frac{\Delta P}{\rho g}. \quad (3.6)$$

Если такого диаметра труб в ГОСТ нет, то принимается ближайший больший диаметр.

Работа № 4 Решение задач

1. На устье фонтанной скважины поддерживают напор 85 м (давление – 0,67 МПа). Нефть плотностью $\rho_n = 835$ кг/м³, динамической вязкостью $\mu_n = 20$ мПа·с транспортируется в однофазном состоянии по выкидной линии длиной $l = 3500$ м, диаметром $d = 150$ мм к «Спутнику», находящемуся выше устья скважины на $\Delta z = 30$ м. При указанных условиях определить пропускную способность Q выкидной линии. Начальное значение расхода принять равным $Q_1 = 0,001$ м³/с (*ответ: 0,00861 м³/с или 8,61 л/с*).

2. На дожимной насосной станции (ДНС) в сепараторе первой ступени поддерживают давление 0,55 МПа. Длина сборного коллектора, идущего от «Спутника» до ДНС, $L = 8,3$ км и (внутренний) диаметр его $D = 0,3$ м. Сборный коллектор горизонтален. Объем перекачиваемой нефти $G = 4000$ т/сут, ее плотность $\rho = 0,78$ т/м³, кинематическая вязкость $\nu = 100$ мм²/с. Определить начальное давление P_n (*ответ: 0,94 МПа*).

3. Известен перепад давления на сборном коллекторе $\Delta P = 2,5$ МПа, расход нефти $Q = 300$ т/сут, разность высот от-

меток конца и начала коллектора $\Delta z = 20$ м; длина его $L = 5,5$ км, плотность нефти $\rho = 0,78$ т/м³, вязкость $\nu = 20 \times 10^{-6}$ м²/с. Необходимо определить диаметр коллектора. Начальное значение диаметра принять равным $D_1 = 0,05$ м (*ответ: 0,065 м или 65 мм*).

Контрольные вопросы:

1. Что такое режим движения жидкости, какими показателями он определяется? Перечислите известные вам режимы течения.

2. Дайте определение понятию эквивалентной шероховатости стенки трубопровода, какое значение она имеет для стальных, чугунных трубопроводов, для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации?

3. Что такое характеристика трубопровода, какими величинами она определяется?

4. Что такое геометрический, статический (пьезометрический) и динамический (скоростной) напор трубопровода?

Литература:

1. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979 г. / Г. С. Лутошкин. – М. : Альянс, 2014. – С. 59–60.

2. Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль ; под ред. А. А. Коршака. – СПб. : Недра, 2008. – С. 79–84.

ЗАНЯТИЕ № 4 ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ СЛОЖНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ТРАНСПОРТИРУЮЩИХ ОДНОФАЗНУЮ ЖИДКОСТЬ

Сложным трубопроводом называется трубопровод, имеющий различные диаметры по длине и отводы.

Цель работы: научиться определять один из следующих основных параметров трубопровода – диаметр D или начальное (конечное) давление P_n (P_k), или пропускную способность Q по формулам общей гидравлики.

Основные термины и понятия:

- лупинг;
- вставка;
- узел трубопровода.

Работа № 1

Методика определения параметров трубопровода постоянного диаметра, транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно отбираемую

На рисунке 7 представлена схема трубопровода постоянного диаметра, транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно отбираемую в нескольких точках.

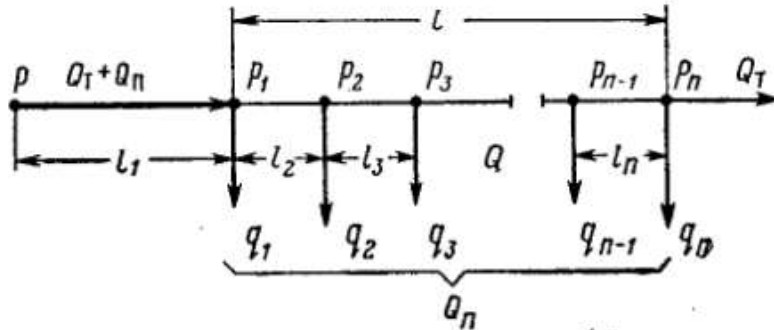


Рис. 7. Схема сложного трубопровода со сосредоточенными отборами нефти

Поскольку диаметр трубопровода одинаков на всем протяжении $D_1 = D_2 = D_{n-1} = D_n$, то расходы жидкости на каждом из участков после точек отбора будут разными, и, как следствие, режимы течения на каждом участке $l_1, l_2, \dots, l_n$ также будут разными.

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) сложный трубопровод необходимо разбить на участки, состоящие из простых трубопроводов с ответвлениями (точками сброса);

2) уравнение материального баланса для данного случая (рис. 7) определяется выражением 4.1:

$$Q = Q_T + Q_n - \sum_{i=1}^{i=n} q_i, \quad (4.1)$$

где Q – объемный расход жидкости в произвольном сечении; Q_T – транзитный расход жидкости, то есть расход, который

транспортируется за пределы указанных участков; Q_n – путевой расход жидкости; $q_1, q_2, \dots, q_i$ – равные или неравные расходы жидкости в ответвлениях, отстоящих на расстоянии $l_1, l_2, \dots, l_i$ друг от друга;

3) расход жидкости на участках в соответствии с уравнением материального баланса будет определяться следующими выражениями 4.2:

$$\begin{aligned} Q_1 &= Q_T + Q_n; \\ Q_2 &= Q_T + Q_n - q_1; \\ Q_3 &= Q_T + Q_n - (q_1 + q_2); \\ Q_n &= Q_T + Q_n - (q_1 + q_2 + \dots + q_n); \end{aligned} \quad (4.2)$$

4) для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости в зависимости от значения числа Рейнольдса Re по формуле 4.3:

$$Re = \frac{VD\rho}{\mu} = \frac{VD}{\nu} = \frac{QD}{F\nu} = \frac{4Q}{\pi D\nu} = \frac{4Q\rho}{\pi D\mu}, \quad (4.3)$$

где V – скорость движения жидкости на данном участке трубопровода, м/с; D – диаметр трубопровода, м; ρ – плотность жидкости, кг/м³; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; ν – кинематическая вязкость жидкости, м²/с; Q – объемный расход жидкости в сечении, м³/с; F – площадь поперечного сечения, м²;

5) в соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе. Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют формулы 4.4:

$$Re_I = \frac{10D}{\Delta_3}; \quad Re_{II} = \frac{500D}{\Delta_3}, \quad (4.4)$$

где Δ_3 – эквивалентная (абсолютная) шероховатость стенки трубы, зависящая от материала и способа изготовления трубы, а также от ее состояния. Для нефтепроводов после нескольких лет эксплуатации можно принять $\Delta_3 = 0,2$ мм;

6) для определения перепада давления на участке трубопровода используют обобщенную формулу Лейбензона 4.5:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \beta \frac{Q^{2-m} \nu^m}{D^{5-m}} \rho l, \quad (4.5)$$

где β и m – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона, зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы (табл. 4);

Таблица 4

Значения коэффициентов обобщенной формулы Лейбензона β и m для различных режимов течения жидкости

Значение числа Рейнольдса Re			
До 2320	$2320 < Re < Re_I$	$Re_I < Re < Re_{II}$	$Re_{II} < Re$
Режим движения жидкости в трубопроводе			
Ламинарный	Переходный (гидравлически гладких труб)	Смешанный	Квадратичный
Значение коэффициента β			
4,15	0,0246	$0,0802 \times 10^{\left(0,127 \lg \frac{Re}{D} - 0,627\right)}$	$0,0826 \lambda$ $\lambda = 0,11 \left(\frac{Re}{d}\right)^{0,25}$
Значение коэффициента m			
1	0,25	0,123	0

7) сложив перепады на каждом участке, найдем общий перепад по всей длине рассматриваемого трубопровода.

Работа № 2

Определение параметров трубопровода непостоянного диаметра, транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно поступающую в трубопровод

На рисунке 8 представлена схема трубопровода, имеющего по длине разный диаметр и транспортирующего жидкость, равномерно или неравномерно поступающую в нескольких точках.

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) сложный трубопровод необходимо разбить на участки, состоящие из простых трубопроводов с ответвлениями (точками подкачек);

2) уравнение материального баланса для данного случая (рис. 8) определяется выражением:

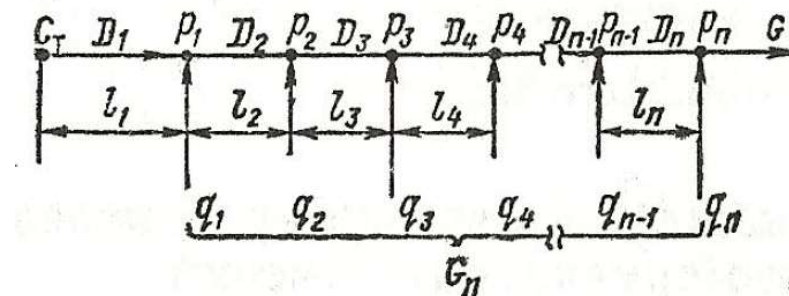


Рис. 8. Схема сложного трубопровода, имеющего по длине разные диаметры, со сосредоточенным поступлением нефти

$$Q = Q_0 + Q_n = Q_0 + \sum_{i=1}^n q_i, \quad (4.6)$$

где Q – объемный расход жидкости в произвольном сечении; Q_n – путевой расход жидкости; $q_1, q_2, \dots, q_n$ – равные или неравные расходы жидкости в ответвлениях, отстоящих на расстояниях $l_1, l_2, \dots, l_n$ друг от друга;

3) расход жидкости на участках в соответствии с уравнением материального баланса будет определяться следующими выражениями:

$$\begin{aligned} Q_1 &= Q_0; \\ Q_2 &= Q_0 + q_1; \\ Q_3 &= Q_0 + q_1 + q_2; \\ Q_n &= Q_0 + q_1 + q_2 + \dots + q_n; \end{aligned} \quad (4.7)$$

4) для каждого участка трубопровода определяется режим движения жидкости в зависимости от значения числа Рейнольдса Re по формуле 4.3;

5) в соответствии с числом Рейнольдса определяют режим движения жидкости в трубопроводе. Для определения переходных значений числа Рейнольдса используют формулы 4.4;

6) для определения перепада давления на участке трубо-

провода используют обобщенную формулу Лейбензона:

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} \rho l, \quad (4.8)$$

где β и m – коэффициенты обобщенной формулы Лейбензона, зависят от режима течения жидкости и шероховатости внутренней поверхности трубы (табл. 5);

7) сложив перепады на каждом участке, найдем общий перепад по всей длине рассматриваемого трубопровода.

Если диаметр трубопровода непостоянный, но режим движения жидкости на различных участках трубопровода одинаковый и число Рейнольдса $Re = \text{const}$, то общий перепад давления в трубопроводе определяют по формуле:

$$\Delta P = \beta Q_0^{2-m} v^m \left(\frac{l_1}{D_1^{5-m}} + \frac{l_2}{D_2^{5-m}} + \dots + \frac{l_n}{D_n^{5-m}} \right) \rho, \quad (4.9)$$

где индексы 1, 2, ..., n соответствуют номерам участков.

Работа № 3

Определение параметров трубопровода с параллельными участками (лупингами)

Схема трубопровода с параллельным участком представлена на рисунке 9.

Задачу решают аналитическим методом, сущность которого сводится к следующему:

1) уравнение материального баланса для данного случая (рис. 9) определяется выражением 4.10:

$$Q_0 = Q_1 + Q_2, \quad (4.10)$$

где Q_0 – расход жидкости в основном трубопроводе до сечения А и после сечения В; Q_1 – расход жидкости в трубопроводе на участке АВ; Q_2 – расход жидкости в параллельном трубопроводе (лупинге);

2) определяем потери напора на сдвоенном участке. Очевидно, что потери напора на участке трубопровода АВ равны потерям напора в лупинге, то есть $\Delta h_1 = \Delta h_2$, или можно записать в виде формул 4.11, 4.12:

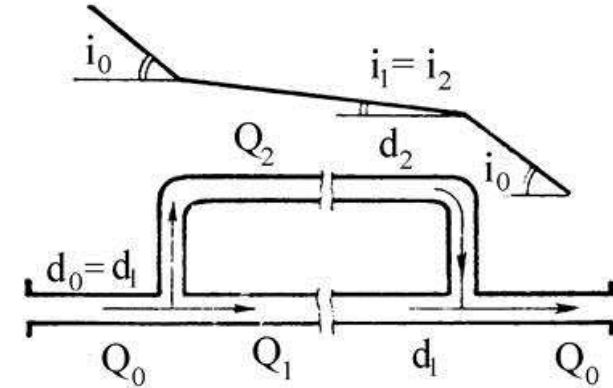


Рис. 9. Расчетная схема параллельных трубопроводов (с лупингом)

$$\Delta h_1 = \beta \frac{Q_1^{2-m} v^m l_0}{g D_1^{5-m}}, \quad (4.11)$$

$$\Delta h_2 = \beta \frac{Q_2^{2-m} v^m l_0}{g D_2^{5-m}}, \quad (4.12)$$

где l_0 – длина сдвоенного участка трубопровода (принимается равной длине лупинга); D_1 , D_2 – диаметры трубопровода и лупинга соответственно;

3) из равенства потерь напора на участке АВ следует:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{\frac{5-m}{2-m}} \rightarrow Q_2 = Q_1 \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}; \quad (4.13)$$

4) подставляя величину расхода в лупинге Q_2 в уравнение материального баланса и выразив расход в трубопроводе Q_1 на участке АВ через расход Q_0 до разветвления, получим:

$$Q_1 = \frac{Q_0}{1 + \left(\frac{D_2}{D_1} \right)^{\frac{5-m}{2-m}}}. \quad (4.14)$$

Данное выражение позволяет определить расход жидкости в сдвоенном трубопроводе по известному суммарному расходу Q_0 и заданным отношениям диаметров лупинга и трубопровода.

Работа № 4 Решение задач

1. В начало сборного коллектора длиной $L = 10$ км, диаметром $D = 0,2$ м подают товарную нефть в количестве $G = G_T + G_P = 180$ т/ч, вязкостью $\mu = 20$ мПа·с и $\rho = 800$ кг/м³. Из сборного коллектора нефть отбирают в трех точках соответственно с $q_1 = 20$ т/ч, $q_2 = 50$ т/ч и $q_3 = 100$ т/ч. Расстояния от начала коллектора и до точек отбора нефти следующие: $l_1 = 4000$ м, $l_2 = 200$ м, $l_3 = 3000$ м. Определить общий перепад давления, если начальное давление равно 1,6 МПа. Сборный коллектор проложен горизонтально и местных сопротивлений не имеет (ответ: 1,24 МПа).

2. Определить диаметры участков кольцевой водопроводной сети из новых стальных труб (см. рис. 10). Отборы в узловых точках $G_2 = 0,01$ м³/с, $G_3 = 0,05$ м³/с и $G_4 = 0,015$ м³/с; длина участков $l_{12} = 500$ м, $l_{23} = 1000$ м, $l_{14} = 1000$ м, $l_{43} = 500$ м. Давление в точке 1 $P_1 = 0,17$ МПа. Минимальное давление в точке 3 $P_3 = 5 \times 10^4$ Па. Температура воды $t = 20$ °С (ответ: $D_{12} = D_{14} = 0,2$ м, $D_{23} = D_{43} = 0,175$ м).

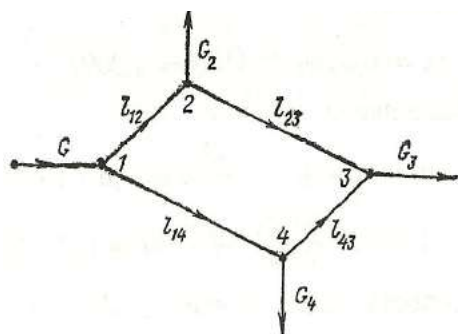


Рис. 10. Расчетная схема кольцевого водовода

3. В начало сборного коллектора длиной $l_1 = 0,5$ км, диаметром $D_1 = 0,1$ м подается нефть в количестве $G_T = 25$ т/ч, вязкостью $\mu_n = 20$ мПа·с и плотностью $\rho = 880$ кг/м³. К коллектору в разных точках подсоединены три трубопровода с подачами

$q_1 = 20$ т/ч, $q_2 = 50$ т/ч и $q_3 = 100$ т/ч, по которым в него поступает такая же нефть. Диаметр коллектора в местах поступления нефти изменяется. Протяженности отдельных участков сборного коллектора следующие (км): $l_2 = 2$; $l_3 = 3,5$; $l_4 = 4$. Определить общий перепад на всей длине коллектора и диаметры отдельных участков при условии, если на каждом его участке режим движения жидкости, характеризуемый критерием Рейнольдса равным 3500, будет одинаковым (ответ: $DP = 4,85$ МПа, $D_1 = 0,1$ м, $D_2 = 0,17$ м, $D_3 = 0,348$ м, $D_4 = 0,348$ м).

4. На нефтепроводе диаметром $D = 500$ мм, перекачивающем 70,0 т/ч нефти с плотностью $\rho = 820$ кг/м³ и вязкостью $\nu = 0,40$ см²/с, имеется сдвоенный участок из труб с внутренним диаметром $D_2 = 300$ мм и $D_1 = 500$ мм одинаковой длины. Определить расходы на сдвоенном участке (ответ: $G_1 = 23,7 \times 10^{-3}$ м³/с, $G_2 = 20,92 \times 10^{-3}$ м³/с).

Контрольные вопросы:

1. Какой вид принимает напорно-расходная характеристика сложного трубопровода при включении лупинга или вставки в его состав?

2. Что такое точка сброса или точка подкачки продукции?

3. На примере Транссахалинской трубопроводной системы укажите местоположение точки сброса или подкачки товарной продукции.

4. Почему кольцевой (замкнутый) трубопровод обладает большей маневренностью по сравнению с другими схемами?

Литература:

1. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для вузов. — Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979 г. / Г. С. Лутошкин. — М. : Альянс, 2014. — С. 61–66.

2. Брюханов, О. Н. Основы гидравлики, теплотехники и аэродинамики / О. Н. Брюханов, В. И. Коробко, А. Т. Мелик-Аракелян : учебник. — М. : ИНФРА-М, 2005. — С. 80–85.

ЗАНЯТИЕ № 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПО ГАЗУ И НЕФТИ ГРАВИТАЦИОННЫХ СЕПАРАТОРОВ

Гравитационные сепараторы, в которых осаждение капелек жидкости в потоке газа происходит за счет силы тяжести, а подъем

окклюдированных пузырьков газа – на основании закона Архимеда, работают с весьма низким коэффициентом полезного действия.

Пропускную способность гравитационных сепараторов обычно определяют в зависимости от допустимой скорости осаждения газа, которую определяют из условий равновесия сил, действующих на частицу, и силы сопротивления среды, возникающей при движении этой частицы.

Сепарация жидкости (разделение нефти, газа и воды) в различных сепараторах осуществляется для:

- 1) получения нефтяного газа, используемого как химическое сырье или топливо;
- 2) уменьшения перемешивания нефтегазового потока и снижения тем самым гидравлических сопротивлений;
- 3) разложения образовавшейся пены;
- 4) отделения воды от нефти при добыче нестойких эмульсий;
- 5) уменьшения пульсации при транспортировании нефти от сепараторов первой ступени до установки подготовки нефти.

В нефтяных сепараторах любого типа (рис. 11, 12) различают следующие четыре секции:

I. Основная сепарационная секция, служащая для выделения из нефти газа. На работу сепарационной секции большое влияние оказывает конструктивное оформление ввода продукции скважин (радиальное, тангенциальное, использование различного рода насадок – диспергаторов, турбулизирующих ввод газожидкостной смеси).

II. Осадительная секция, в которой происходит дополнительное выделение пузырьков газа, увлеченных нефтью из сепарационной секции. Для более интенсивного выделения окклюдированных пузырьков газа из нефти последнюю направляют тонким слоем по наклонным плоскостям, увеличивая тем самым длину пути движения нефти, то есть эффективность ее сепарации. Наклонные плоскости рекомендуется изготовлять с небольшим порогом, способствующим выделению газа из нефти.

III. Секция сбора нефти, занимающая самое нижнее положение в сепараторе и предназначенная как для сбора, так и для вывода нефти из сепаратора. Нефть может находиться здесь или в однофазном состоянии, или в смеси с газом – в зависимости от эффективности работы сепарационной и осадительной секций и времени пребывания нефти в сепараторе.

IV. Каплеуловительная секция, расположенная в верхней части сепаратора и служащая для улавливания мельчайших капелек жидкости, уносимых потоком газа.

Цель работы: научиться анализировать стадии процесса сепарации газожидкостной смеси и определять основные показатели работы сепарационной установки.

Основные термины и понятия:

- сепарация нефти;
- ступенчатая сепарация;
- диспергатор;
- коалесцирующее устройство (коагулятор);
- окклюдированный газ;
- усадка нефти;
- капельная жидкость;
- нефтяная эмульсия.

Внешний вид и конструкция вертикального гравитационного сепаратора представлены на рисунке 11.

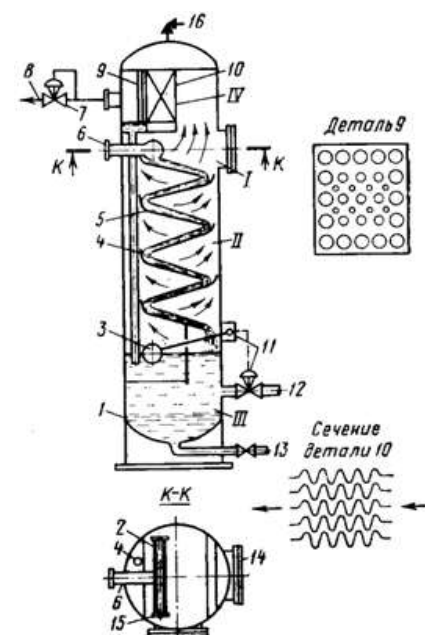


Рис. 11. Общий вид и детали вертикального сепаратора:

- I – основная сепарационная секция; II – осадительная секция; III – секция сбора нефти; IV – каплеуловительная секция;
- 1 – корпус; 2 – раздаточный коллектор; 3 – поплавок; 4 – дренажная труба; 5 – наклонные плоскости; 6 – ввод газожидкостной смеси; 7 – регулятор давления «до себя»; 8 – выход газа; 9 – перегородка, выравнивающая скорость газа в жалюзийном каплеуловителе; 10 – жалюзийный каплеуловитель; 11 – регулятор уровня; 12 – сброс нефти; 13 – сброс грязи; 14 – люк;

15 – заглушки; 16 – предохранительный клапан

Внешний вид и конструкция горизонтального гравитационного сепаратора представлены на рисунке 12.

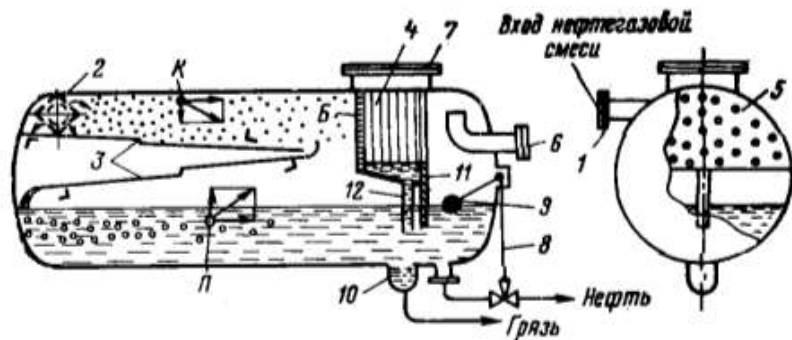


Рис. 12. Общий вид и разрез горизонтального сепаратора:

1 – ввод газонефтяной смеси; 2 – диспергатор; 3 – наклонные плоскости; 4 – жалюзийная насадка – каплеуловитель; 5 – перегородка для выравнивания потока газа; 6 – выход газа; 7 – люк; 8 – регулятор уровня; 9 – поплавковый уровнемер; 10 – сброс грязи; 11 – перегородка для предотвращения прорыва газа; 12 – сливная трубка

Работа № 1

Определение пропускной способности вертикального или горизонтального гравитационного сепаратора по жидкости

Расчет сводится к тому, чтобы получить скорость подъема уровня жидкости $V_{\text{ж}}$ в нем меньше скорости всплывания газовых пузырьков $V_{\text{г}}$, то есть должно выполняться условие:

$$V_{\text{ж}} < V_{\text{г}}. \quad (5.1)$$

Скорость всплывания пузырьков газа $V_{\text{г}}$ в жидкости обычно определяется по формуле Стокса с заменой в ней абсолютной вязкости газа $\mu_{\text{г}}$ на абсолютную вязкость жидкости $\mu_{\text{ж}}$, то есть:

$$V_{\text{г}} = \frac{d^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{ж}}}. \quad (5.2)$$

Учитывая последнее соотношение, пропускную способность вертикального сепаратора по жидкости можно записать:

$$V_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{ж}}}{86400 \times F} < V_{\text{г}} = \frac{d^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{ж}}}. \quad (5.3)$$

$$Q_{\text{ж}} = 86400 \times 0,785 D^2 \frac{d^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})g}{18\mu_{\text{ж}}}.$$

После подстановки в данную формулу величины площади $F = 0,785 \cdot D^2$ и значения ускорения свободного падения g получим:

$$Q_{\text{ж}} = 36964 D^2 \frac{d^2(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{г}})g}{\mu_{\text{ж}}}. \quad (5.4)$$

При расчетах сепараторов на пропускную способность приходится иметь дело с плотностью газа в условиях сепаратора. Для определения плотности необходимо пользоваться формулой:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_0 \frac{P}{P_0} \frac{T}{T_0} \frac{1}{z}, \quad (5.5)$$

где ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3 ; P и P_0 – соответственно давление в сепараторе и давление при нормальных условиях, Па ; T_0 и T – абсолютная нормальная температура ($T_0 = 273$) и абсолютная температура в сепараторе ($T = 273 + t$), К ; z – коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеального.

Работа № 2

Определение пропускной способности вертикального или гравитационного сепаратора по газу

Выпадение капелек и твердых частиц из газа в гравитационном сепараторе происходит в основном по двум причинам: вследствие резкого снижения скорости газового потока и вследствие разности плотностей газовой и жидкой (твердой) фаз. Для эффективной сепарации необходимо, чтобы расчетная скорость движения газового потока в сепараторе была меньше скорости осаждения жидких и твердых частиц, движущихся под действием силы тяжести во встречном потоке газа, то есть $V_{\text{г}} < V_{\text{ч}}$. Скорость подъема газа в вертикальном сепараторе (м/с) с учетом рабочих условий определяется из выражения:

$$V_r = \frac{Q}{86400 \times F} \frac{P_0}{P} \frac{T}{T_0} z = 5,4 \times 10^{-3} \frac{Q}{D^2} \frac{T}{P} z, \quad (5.6)$$

где Q – дебит газа при нормальных условиях, м³/сут; $F = \pi D^2/4$ – внутренняя площадь сечения вертикального сепаратора, м²; D – внутренний диаметр сепаратора, м; P – давление в сепараторе, Па; T – абсолютная температура в сепараторе, К; z – коэффициент, учитывающий отклонение реальных газов от идеального при давлении в сепараторе.

Скорость осаждения капельки жидкости (твердой частицы), имеющей форму шара, можно определять по формуле Стокса (при $Re = 1$):

$$V_{ж} = \frac{d^2(\rho_n - \rho_r)g}{18\mu_r}, \quad (5.7)$$

где $V_{ж}$ – скорость осаждения частицы, м/с; d – расчетный диаметр частицы, м; ρ_n и ρ_r – соответственно плотность нефти и газа в условиях сепаратора, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; μ_r – динамическая вязкость газа в условиях сепаратора, Па · с (кг/м·с).

Если за положительное направление принимается направление падения частицы в газовом потоке вниз, то она выпадает при скорости:

$$V_{в} < V_{ж} - V_r > 0. \quad (5.8)$$

На практике при расчетах принимается $V_{ж} = 1,2V_r$. Подставим в последнее значения V_r и $V_{ж}$, получим:

$$\frac{d^2(\rho_n - \rho_r)g}{18\mu_r} = 1,2 \times 5,4 \times 10^{-3} \frac{Q}{D^2} \frac{T}{P} z. \quad (5.9)$$

$$Q = 84 \frac{D^2 P d^2 (\rho_n - \rho_r)}{TV_r \rho_r z}.$$

По этой формуле можно определить пропускную способность вертикального сепаратора, если задаться диаметром капелек жидкости d (обычно принимают $d = 10^{-4}$ м) или диаметром сепаратора D при известных P , T , ρ_n , ρ_r и V_r в сепараторе.

Работа № 3 Решение задач

1. При прохождении нефтегазовой смеси через штуцер в сепараторе образуются капли нефти диаметром 27 мкм. Смесь находится под давлением 0,6 МПа при температуре 306 К. Найти скорость осаждения капель нефти и определить пропускную способность вертикального гравитационного сепаратора по газу, если его диаметр 0,8 м, $\rho_n = 795$ кг/м³, $\rho_r = 1,3$ кг/м³, $z = 0,95$, $\mu_r = 1,2 \times 10^{-5}$ Па·с (динамическая вязкость газа в рабочих условиях) (ответ: $V_n = 0,026$ м/с; 5209 м³/с).

2. Определить производительность горизонтального сепаратора по газу, если его диаметр равен 0,9 м, длина 4,5 м. Расстояние от верхней образующей до уровня нефти 0,45 м. Рабочее давление 10 кгс/см², температура 300 К. Капельки нефти, оседающие в потоке газа, имеют диаметр 25 мкм, относительная плотность газа по воздуху $\rho' = 0,95$, вязкость газа 0,000011 Па·с, коэффициент сжимаемости $Z = 0,95$; плотность нефти 780 кг/м³, плотность воздуха (при Н. У.) 1,205 кг/м³.

Контрольные вопросы:

- Какие три показателя характеризуют работу любого сепаратора? Перечислите их.
- Как изменяется давление в каждой ступени сепарационной установки?
- Какое количество капельной жидкости в газе допускается на выходе из сепаратора (см³/1000 м³ газа)?
- Какое количество пузырьков газа в нефти допускается на выходе из сепаратора (л/м³ жидкости)?
- Зависит ли время пребывания нефтей от их вязкости и способности вспениваться?
- По каким критериям определяется технически совершенная сепарационная установка?

Литература:

- Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979 г. / Г. С. Лутошкин. – М. : Альянс, 2014. – С. 140–161.
- Технология промысловой подготовки нефти: методические указания для практических занятий по дисциплине «Технология промысловой подготовки нефти» для аспирантов специальностей 05.17.07 «Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ» и 02.00.13 «Нефтехимия» / А. Л. Савченков. – Тюмень : изд. центр БИК ТюмГНГУ, 2012. – С. 6–11.

ПРИМЕРНЫЕ ТЕСТОВЫЕ ЗАДАНИЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОГО КОНТРОЛЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПРОМЫСЛАХ»

В тестах представлены задания, соответствующие разделам дисциплины, в приведенные тесты могут быть внесены некоторые изменения, при условии, что они не будут противоречить содержанию дисциплины.

ТЕСТ 1

1. При кристаллизации парафина из нефти:

- а) тепло выделяется;
- б) тепло поглощается;
- в) тепловой баланс не изменяется.

2. Какой фактор наиболее значим для процесса отложения асфальто-смолистых отложений (АСПО) в нефтесборном коллекторе:

- а) разгазирование нефти;
- б) теплоотдача в окружающую среду;
- в) обезвоживание.

3. Как связана способность углеводородных газов образовывать гидраты с их молекулярной массой:

- а) чем выше молекулярная масса газа, тем ниже скорость образования гидратов;
- б) чем выше молекулярная масса газа, тем выше склонность газа к образованию гидратов;
- в) зависимости не обнаружено.

4. Где происходит процесс подготовки нефти до товарной кондиции:

- а) на УКПН;
- б) на АГЗУ;
- в) на ДКС.

5. Где в первую очередь создаются условия для выпадения парафина:

- а) в потоке скважинной продукции;

- б) на внутренней стенке трубопровода;
- в) на внутренней поверхности сепараторов.

6. Гидраты образуются, если:

- а) при $T = \text{const}$ и давлении газа ниже равновесного давления начала образования гидратов;
- б) при $T = \text{const}$ и давлении газа выше равновесного давления начала образования гидратов;
- в) при $P = \text{const}$ и температуре газа выше равновесной температуры начала образования гидратов.

7. Как влияет температура в сепараторе на коэффициент уноса газа нефтью K_g :

- а) чем выше температура, тем меньше коэффициент K_g ;
- б) температура не влияет на величину коэффициента K_g ;
- в) чем выше температура, тем больше коэффициент K_g .

8. Как влияет температура транспортируемой жидкости на скорость коррозии трубопровода:

- а) уменьшает;
- б) увеличивает;
- в) не влияет.

9. Чтобы образовались гидраты в потоке влажного газа, вода должна находиться:

- а) в паровой фазе;
- б) в газовой фазе;
- в) в жидкой фазе.

10. Укажите коррозионно-опасный газ, растворимый в воде:

- а) оксид углерода;
- б) водород;
- в) кислород.

ТЕСТ 2

1. Нефтепромысловые сточные воды представляют собой:

- а) концентрированную дисперсную систему;
- б) разбавленную дисперсную систему;
- в) раствор.

2. Почему необходима очистка нефтепромысловых сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты:

- а) чтобы не допустить попадания в пласт бактерий;
- б) чтобы не допустить попадания в пластовые флюиды коррозийно-опасных газов;
- в) чтобы не происходило снижение приемистости пластов.

3. Где тепловые потери потока скважинной продукции ниже:

- а) в скважине;
- б) на выкидных линиях;
- в) на внутривыпускных трубопроводах.

4. Что характеризует величина предельного динамического напряжения сдвига:

- а) структурно-механическую прочность нефтяной дисперсной системы;
- б) текучесть системы;
- в) степень отклонения от свойств ньютоновской жидкости.

5. Резервуар-отстойник для очистки сточной воды снабжен:

- а) жидкостным гидрофобным фильтром;
- б) коалесцирующей насадкой;
- в) жидкостным гидрофильным фильтром.

6. Поверхностная активность выше:

- а) у реагента-деэмульгатора;
- б) у природного эмульгатора;
- в) у САВ.

7. У какого типа нефтегазового сепаратора выше пропускная способность по газу (габариты одинаковы):

- а) у горизонтального;
- б) у вертикального;
- в) у сферического.

8. Какой принцип реализуется при подготовке нефти:

- а) принцип децентрализации системы сбора и подготовки;
- б) совмещенный принцип;
- в) принцип централизации системы сбора и подготовки.

9. Как изменится температура скважинной продукции в выкидных линиях при повышении обводненности при прочих равных условиях:

- а) не изменится;
- б) повысится;
- в) понизится.

10. Какой из перечисленных процессов в большей степени понижает температуру газа:

- а) использующий работу расширения газа;
- б) основанный на эффекте Джоуля-Томсона;
- в) цикл Карно.

ТЕСТ 3

1. В «прямой» эмульсии дисперсной фазой являются:

- а) капли нефти;
- б) капли воды;
- в) нет дисперсной фазы.

2. Что характеризует величина предельного динамического напряжения сдвига:

- а) текучесть системы;
- б) степень отклонения от свойств ньютоновской жидкости;
- в) структурно-механическую прочность нефтяной дисперсной системы.

3. Поток газа, отделившийся от нефти в гидроциклоне «Спутника Б-40» и замеренный турбинным расходомером:

- а) поступает в газопровод;
- б) вновь смешивается с потоком разгазированной нефти и поступает в сборный коллектор;
- в) поступает в сепаратор.

4. Какой метод осушки нефтяного газа обеспечивает достижение более низкой точки росы по воде:

- а) адсорбция;
- б) охлаждение;
- в) абсорбция.

5. Если целью процесса сепарации является достижение максимально возможного выхода нефти, какой процесс вы выберите:

- а) многоступенчатую сепарацию;
- б) одноступенчатую сепарацию;
- в) двухступенчатую сепарацию.

6. Почему вязкость не ньютоновских жидкостей называется «кажущейся»:

- а) потому что ее величина зависит от напряжения сдвига;
- б) потому что ее величина зависит от температуры;
- в) потому что ее величина зависит от давления.

7. Укажите верную последовательность стадий в типовом технологическом процессе подготовки нефти на УКПН:

- а) разгазирование, стабилизация, обезвоживание, обессоливание;
- б) разгазирование, обезвоживание, обессоливание, стабилизация;
- в) стабилизация, разгазирование, обезвоживание, обессоливание.

8. Почему водонефтяные эмульсии обладают устойчивостью:

- а) так как затрачено достаточное количество энергии на их образование;
- б) потому что они стабилизированы эмульгаторами;
- в) так как обладают большой поверхностью раздела фаз.

9. Укажите точку росы газа, подготовленного к магистральному транспорту, по воде для холодной климатической зоны:

- а) –10; –20 градусов по Цельсию;
- б) –5; –10 градусов по Цельсию;
- в) 0; –5 градусов по Цельсию.

10. Каким образом эмульгаторы стабилизируют эмульсию:

- а) эмульгатор повышает вязкость дисперсионной среды;
- б) эмульгатор уменьшает разность плотностей дисперсной фазы и дисперсионной среды;
- в) путем образования структурно-механического барьера на поверхности частиц дисперсной фазы.

Ключ ответов на вопросы тестовых заданий

Тест 1		Тест 2		Тест 3	
№ вопроса	вариант ответа	№ вопроса	вариант ответа	№ вопроса	вариант ответа
1.	А	1.	Б	1.	А
2.	Б	2.	В	2.	В
3.	Б	3.	Б	3.	Б
4.	А	4.	А	4.	А
5.	Б	5.	А	5.	А
6.	Б	6.	А	6.	А
7.	А	7.	А	7.	Б
8.	Б	8.	В	8.	Б
9.	В	9.	Б	9.	А
10.	В	10.	А	10.	А

ПРИМЕРНЫЕ ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ ПО ДИСЦИПЛИНЕ «СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПРОМЫСЛАХ»

В темах представлены задания, соответствующие разделам дисциплины, в приведенные темы могут быть внесены изменения, при условии, что они не будут противоречить содержанию дисциплины.

1. Изменение состава и свойств скважинной продукции в процессе разработки залежи.

2. Исходные данные для проектирования высоконапорной герметизированной системы сбора и подготовки скважинной продукции.

3. Схема сбора нефти и газа Бароняна-Везирова. Описание схемы, достоинства и недостатки.

4. Грозненская схема сбора нефти и газа. Описание схемы, достоинства и недостатки.

5. Схема сбора нефти и газа института «ТатНИПинефть». Описание схемы, достоинства и недостатки.

6. Схема сбора нефти и газа института «Гипровостокнефть». Описание схемы, достоинства и недостатки.

7. Схема сбора на месторождениях Западной Сибири. Описание схемы, достоинства и недостатки.

8. Схема сбора продукции для шельфовых и морских месторождений на примере о. Сахалин.

9. Измерение продукции скважин автоматизированной групповой замерной установкой типа «Спутник-А». Принципиальная схема, описание процесса, достоинства и недостатки.

10. Измерение продукции скважин автоматизированной групповой замерной установкой типа «Спутник-Б». Принципиальная схема, описание процесса, достоинства и недостатки.

11. Измерение продукции скважин автоматизированной групповой замерной установкой типа «Спутник-В». Принципиальная схема, описание процесса, достоинства и недостатки.

12. Измерение продукции скважин автоматизированной групповой замерной установкой типа «Спутник-ВМР». Принципиальная схема, описание процесса, достоинства и недостатки.

13. Промысловые трубопроводы. Классификация: по способу прокладки, по виду перекачиваемого продукта, по назначению, по рабочему давлению, по функции, по способу соединения, по форме расположения в пространстве, по материалу, по

типу изоляции, по степени заполнения сечения трубопровода, по диаметру, по размерам. Осложнения, возникающие при эксплуатации промысловых нефтепроводов.

14. Газожидкостный поток в промысловых трубопроводах, структуры потока и ее характеристика.

15. Классификация промысловых трубопроводов по гидравлической схеме: простые и сложные трубопроводы, схемы и их описание.

16. Реологические свойства нефти, основные понятия. Реологические свойства нефтей повышенной вязкости, изменение реологических свойств нефти вследствие испарения.

17. Увеличение пропускной способности промысловых трубопроводов. Причины, способы увеличения пропускной способности.

18. Дожимная насосная станция, назначение, принципиальная схема, оборудование дожимной насосной станции.

19. Предупреждение засорения промысловых нефтепроводов.

20. Методы удаления отложений в промысловых трубопроводах.

21. Основные факторы, влияющие на степень коррозионной активности скважинной продукции. Внутренняя коррозия промысловых трубопроводов: причины возникновения, механизм и методы защиты от коррозии.

22. Классификация нефтегазовых сепараторов по расположению, форме, числу фаз и показателю рабочего давления. Конструктивные особенности нефтегазовых сепараторов. Элементы первичной сепарации.

23. Сепарация нефти от газа. Конструкция и описание принципа работы двухфазного сепаратора. Достоинства и недостатки.

24. Сепарация нефти от газа. Устройство и описание принципа работы трехфазного сепаратора. Достоинства и недостатки.

25. Виды нефтегазовых сепараторов по характеру проявления основной силы и особенности их применения.

26. Основные критерии оценки эффективности работы и степени технического совершенства нефтегазового сепаратора. Современные методы борьбы с потерями нефти и газа.

27. Блочная автоматизированная сепарационная установка с предварительным сбросом воды. Конструкция и описание принципа работы. Достоинства и недостатки.

28. Установки блочные сепарационные УБС. Назначение, конструкция и описание принципа работы. Достоинства и недостатки.

29. Пульсации в нефтепроводах, причины возникновения и возможные последствия. Способы гашения пульсаций в трубопроводе.

30. Гидравлический удар в трубопроводе. Понятие гидравлического удара, причины его возникновения, способы предотвращения действия гидравлического удара.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брюханов, О. Н. Основы гидравлики, теплотехники и аэродинамики / О. Н. Брюханов, В. И. Коробко, А. Т. Мелик-Аракелян : учебник. – М. : ИНФРА-М, 2005. – 254 с. – Режим доступа: <http://znanium.com/catalog/product/1004670>
2. ГОСТ 33-2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. – М. : Стандартинформ, 2017. – 39 с.
3. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М. : ИПК «Издательство стандартов», 2006. – 36 с.
4. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М. : Стандартинформ, 2006. – 28 с.
5. Коршак, А. А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов : учебник для вузов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль ; под ред. А. А. Коршака. – СПб. : Недра, 2008. – 488 с. – Режим доступа: <https://www.twirpx.com/file/815594>
6. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды : учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка со второго издания 1979 г. / Г. С. Лутошкин. – М. : Альянс, 2014. – 320 с. – Режим доступа: <http://www.twirpx.com/file/1352050>
7. Мельников, В. Б. Сбор и подготовка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений : учебное пособие / В. Б. Мельников, Н. П. Макарова. – М. : ФГУП : изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2010. – Режим доступа: <http://elibrary.gubkin.ru/content/20998>
8. Табаров, С. Л. Методические указания к лабораторным работам по курсу «Химия нефти и газа» / С. Л. Табаров. – Южно-Сахалинск : изд-во СахГУ, 2005. – 32 с.
9. Технология промышленной подготовки нефти: методические указания для практических занятий по дисциплине «Технология промышленной подготовки нефти» для аспирантов специальностей 05.17.07 «Химическая технология топлива и высокоэнергетических веществ» и 02.00.13 «Нефтехимия» / А. Л. Савченков. – Тюмень : изд. центр БИК ТюмГНГУ, 2012. – 32 с. – Режим доступа: <http://elibrary.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2014/11/1954.pdf>

ГЛОССАРИЙ

Аддитивность – свойство некоторых физических величин, состоящее в том, что значение величины, соответствующее целому объекту, равно сумме значений величин, соответствующих его частям при любом разбиении объекта на части.

Вес удельный – физическая величина, определяемая как отношение веса тела к занимаемому этим телом объему. Для обозначения удельного веса обычно используется греческая буква γ (гамма). Удельный вес имеет размерность Н/м^3 (дин/см^3).

Вставка – участок трубопровода большего диаметра, чем диаметр основного трубопровода. Применяются для увеличения пропускной способности трубопровода.

Динамическая вязкость – физическая величина, определяющая свойство реальных жидкостей оказывать сопротивление сдвигающим касательным усилиям. Для обозначения динамической (абсолютной) вязкости обычно используется греческая буква μ (мю). Вязкость имеет размерность $\text{Н}\cdot\text{с/м}^2$ ($\text{Па}\cdot\text{с}$). Очевидно, что свойство проявляется при движении этой жидкости.

Диспергатор (турбулизатор) – аппарат для получения однородных (нераспадающихся), мелко измельченных смесей, а также эмульсий высокой дисперсности.

Капельная жидкость – малосжимаемая жидкость, обладающая определенным объемом, величина которого практически не изменяется под воздействием внешних сил.

Кинематическая вязкость – физическая величина, определяемая как отношение динамической вязкости жидкости к плотности этой жидкости. Для обозначения кинематической вязкости обычно используется греческая буква ν (ню). Вязкость имеет размерность Ст ($\text{м}^2/\text{с}$).

Коалесцирующее устройство (коагулятор) – техническое устройство, выполняющее разделение эмульсий на компоненты и способствующее слиянию (укрупнению) частиц одной фазы.

Ламинарный режим течения жидкости – перемещение жидкости без поперечного перемешивания слоев относительно друг друга, при отсутствии пульсаций скорости и давления в трубопроводе.

Лупинг – участок трубопровода, прокладываемый параллельно основному трубопроводу, подключается для увеличения пропускной способности последнего. Также называется параллельным трубопроводом, резервной ниткой.

Напорный трубопровод – комплекс сооружений (выкидных

линий, сборных коллекторов, технологических трубопроводов) для транспортирования продукции скважин при внутреннем абсолютном давлении в транспортируемой среде более 0,1 МПа.

Нефтяная эмульсия – это механическая смесь нефти и пластовой воды, не растворимых друг в друге и находящихся в мелкодисперсном состоянии.

Нормальные условия – физические условия, определяемые давлением $P = 101325$ Па (нормальная атмосфера) и температурой $T = 273,15$ К (0°C), при которых объем 1 моля идеального газа $V_0 = 2,24 \times 10^{-2}$ м³. Нормальное ускорение свободного падения $g = 9,81$ м/с².

Ньютоновская жидкость – вязкая жидкость, подчиняющаяся в своем течении закону вязкого трения Ньютона, то есть касательное напряжение и градиент скорости в такой жидкости линейно зависимы (прямая пропорциональность).

Окклюдированный газ – газ, выделившийся из нефти при снижении давления ниже давления насыщения и находящийся в нефти в виде рассеянных пузырьков.

Плотность – физическая величина, определяемая как отношение массы тела к занимаемому этим телом объему. Для обозначения плотности обычно используется греческая буква ρ (ро). Плотность имеет размерность кг/м^3 (г/см^3).

Пропускная способность – величина, характеризующая количество жидкости (газа), протекающее по трубопроводу за определенный промежуток времени. Определяется объемным расходом Q или массовым расходом G . Единицы измерения объемного расхода Q_v м³/ч (л/сек), массового расхода G – т/сут.

Разность геодезических высот трубопровода – разность отметок конца и начала трубопровода. Если разность – величина положительная, то перекачка ведется на подъем, если отрицательная – то под уклон.

Сепарация нефти – технологический процесс отделения нефтяного газа от нефти, осуществляемый в специальных аппаратах (сепараторах) при понижении давления после предварительного подогрева нефти.

Сжимаемость – свойство вещества изменять свой объем под действием сил давления. Сжимаемость жидкостей характеризуется коэффициентом объемного сжатия β_p . Единицы измерения β_p в $\text{см}^2/\text{кгс}$ ($1/\text{Па}$).

Стандартные условия – физические условия, определяемые давлением $P = 101325$ Па (нормальная атмосфера) и температурой $T = 293,15$ К (20°C).

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Правила безопасной работы в химической лаборатории

1. Работать одному в лаборатории категорически запрещается, так как в ситуации несчастного случая некому будет оказать помощь пострадавшему и ликвидировать последствия аварии.
2. Во время работы в лаборатории необходимо соблюдать чистоту, тишину, порядок и правила техники безопасности, так как поспешность и небрежность часто приводят к несчастным случаям с тяжелыми последствиями.
3. Каждый работающий должен знать, где находятся в лаборатории средства противопожарной защиты и аптечка, содержащая все необходимое для оказания первой помощи.
4. Категорически запрещается в лаборатории курить, принимать пищу, пить воду.
5. Нельзя приступать к работе, пока учащиеся не усвоят всей техники ее выполнения.
6. Опыты нужно проводить только в чистой химической посуде. После окончания эксперимента посуду сразу же следует мыть.
7. В процессе работы необходимо соблюдать чистоту и аккуратность, следить, чтобы вещества не попадали на кожу лица и рук, так как многие вещества вызывают раздражение кожи и слизистых оболочек.
8. Никакие вещества в лаборатории нельзя пробовать на вкус. Нюхать вещества можно, лишь осторожно направляя на себя пары или газы легким движением руки, а не наклоняясь к сосуду и не вдыхая полной грудью.
9. На любой посуде, где хранятся реактивы, должны быть этикетки с указанием названия веществ.
10. Сосуды с веществами или растворами необходимо брать одной рукой за горлышко, а другой снизу поддерживать за дно.
11. Категорически запрещается затягивать ртом в пипетки органические вещества и их растворы.
12. Во время нагревания жидких и твердых веществ в пробирках и колбах нельзя направлять их отверстия на себя и сосе-

Ступенчатая сепарация – процесс, осуществляемый в несколько этапов способом многократного отделения нефтяного газа при снижении давления в системе ступенями.

Турбулентный режим движения жидкости – перемещение жидкости с нарушением слоистости, сопровождаемое интенсивным перемешиванием потока, пульсациями скорости и давления в трубопроводе.

Узел трубопровода – сечения трубопровода, в котором смыкаются несколько ветвей.

Усадка нефти – уменьшение объема нефти вследствие ее дегазации и снижения температуры.

Условная вязкость – величина, определяемая отношением времени истечения определенного объема испытуемого продукта ко времени истечения такого же объема дистиллированной воды при стандартных условиях.

Шероховатость – совокупность неровностей (выступов и впадин), образующих рельеф поверхности стенки трубопровода.

Эквивалентный диаметр – диаметр простого трубопровода, пропускная способность которого равна пропускной способности реального нефтепровода при прочих равных условиях.

дей. Нельзя также заглядывать сверху в открыто нагреваемые сосуды во избежание возможного поражения при выбросе горячей массы.

13. После окончания работы необходимо выключить газ, воду, электроэнергию.

14. Категорически запрещается выливать в раковины концентрированные растворы кислот и щелочей, а также различные органические растворители, сильно пахнущие и огнеопасные вещества. Все эти отходы нужно сливать в специальные бутылки.

15. В каждой лаборатории обязательно должны быть защитные маски, очки.

16. В каждом помещении лаборатории необходимо иметь средства противопожарной защиты: ящик с просеянным песком и совком для него, противопожарное одеяло (асбестовое или толстое войлочное), заряженные огнетушители.

Правила безопасности при работе с едкими, горючими и токсичными веществами, средствами бытовой химии

1. Для ускорения растворения твердых веществ в пробирке нельзя закрывать ее отверстие пальцем при встряхивании.

2. Растворение щелочи следует производить в фарфоровой посуде путем прибавления к воде небольших порций вещества при непрерывном перемешивании.

3. При определении запаха вещества нельзя наклоняться над ним, вдыхать пары или выделяющийся газ. Нужно легким движением руки над горлом сосуда направить пар или газ к носу и вдыхать осторожно.

4. Пролитую кислоту или щелочь следует засыпать чистым сухим песком и перемешивать его до полного впитывания всей жидкости. Влажный песок убрать совком в широкий стеклянный сосуд для последующей промывки и нейтрализации.

5. Растворы из реактивных склянок необходимо наливать так, чтобы при наклоне этикетка оказывалась сверху (этикетка – в ладонь). При попадании на кожу растворов щелочей или кислот необходимо смыть их после стряхивания видимых капель сильной струей холодной воды, а затем обработать нейтрализующим раствором (2 % раствором уксусной кислоты или 2 % раствором гидрокарбоната натрия) и ополоснуть водой.

Учебное издание

СТОРОЖЕВА Мария Евгеньевна,
ДЕНИСОВА Янина Вячеславовна

**СБОР И ПОДГОТОВКА СКВАЖИННОЙ
ПРОДУКЦИИ НА ПРОМЫСЛАХ**

Учебно-методическое пособие

Корректор В. А. Яковлева.

Верстка Г. С. Артюхова.

Подписано в печать 13.11.2020.

Бумага «IQ Economy». Гарнитура «Arial».

Формат 60х84 $\frac{1}{16}$. Объем 3,5 усл. п. л.

Тираж 500 экз. (1-й завод 1–100 экз.). Заказ № 607-19.

Сахалинский государственный университет.
693008, Южно-Сахалинск, ул. Ленина, 290, каб. 32.
Тел./ факс (4242) 45-23-16, e-mail: izdatelstvo@sakhgu.ru,
polygraph@sakhgu.ru