# Практическая работа № 3СОЗДАНИЕ И ФОРМАТИРОВАНИЕ ТЕКСТОВЫХ ДОКУМЕНТОВ

2 часа

***1. Цель работы***

1.1. Научиться оформлять документы в Word;

1.2. Закрепить приемы работы с таблицами в текстовом редакторе.

***2. Обеспечивающие средства***

2.1. Персональный компьютер;

2.2. MS Word;

2.3. Методические указания по выполнению практической работы.

***3. Задание***

3.1. Создать и оформить в Word документ;

3.2. Выполнить в документе все элементы форматирования текста, формул, таблиц.

***4. Технология работы***

4.1. Внимательно прочитать задание;

4.2. Набрать учебный материал, см. Приложение

4.3. Выполнить форматирование текстового материала и формул согласно заданию;

4.4. Выполнить форматирование таблицы согласно заданию.

***Задание.*** Оформить в MS Word документ, см. **Приложение.** Текст выровнять по ширине, шрифт Times New Roman, 12 пунктов, междустрочный интервал – 1,15; верхнее и нижнее поля – 2 см., левое – 3 см., правое – 1 см., абзац (красная строка) – 1 см.

Задание выполнять по вариантам.

**Приложение**

**Вариант 1.**

**Физико-химические свойства продукции скважин**

Таблица 1.1Основные физико-химические свойства продукции скважин

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Наименование месторождений |
| Киен-гопское | Чутыр-ское | Миш-кин-ское | Греми-хин-ское | Ельни-ков-ское | Архан-гель-ское | Верх-Тарское |
| Плотность ВЭН, кг/м3Вязкость нефти, ПасСодержание в нефти, % масс.:ВодыМеханических примесейСерыГазовый фактор, м3/т | 10590,058820,070,95,8 | 10540,039870,061,87,5 | 10800,081820,091,27,2 | 10800,098850,043,56,15 | 10960,047860,060,812,8 | 11290,012870,060,322,6 | 7900,0018< 10,03-100-120 |

Физико-химические свойства продукции скважин различных месторождений отличаются друг от друга.

Например, сравнение физико-химических свойств ВНЭ месторождений Удмуртии и продукции Верх-Тарского месторождения, находящегося в начальной стадии разработки (ОАО «Новосибирскнефтегаз», таблица 1.1), показывает, что первые более тяжёлые (плотность 1054-1129 кг/м3), обводнённость высокая (82-87% масс.), содержание механических примесей 0,04-0,09 % масс., незначительный газовый фактор (5,8-22,6 м3/т), а сама нефть высоковязкая (вязкость 0,012-0,098 Пас). Продукция же скважин Верх-Тарского месторождения практически безводная (содержание воды менее 1% масс.), кроме того, она лёгкая (плотность 790 кг/м3), имеет незначительную вязкость (0,0018 Пас) и газовый фактор её превышает газовый фактор нефти удмуртских месторождений до 10 раз.

**Газовый фактор нефти**

Исходный газовый фактор нефти был равен 8 нм3/т. Газовый фактор на выходе ее из сепаратора (при расходе ВНЭ 45 дм3/ч) снижается до 0,1м3/т, а в обезвоженной нефти содержание газа не наблюдается вообще.

Выделенный газ из нефти проходит через канал 12, собирается в его сборнике 13 и направляется в свечу рассеивания 14.

Водная фаза из секции сепарации и всех ступеней обезвоживания выводится через запорную арматуру 15 в системы очистки и утилизации ее в пласт.

Промысловые испытания пилотного КДФ, изготовлено из прозрачного органического стекла, габаритные размеры которого составляли 5×800×800 мм, при заполнении жидкостью отстойных зон секции сепарации и ступеней, обезвоживания в объеме 3, 3, 3 и 6 дм3 соответственно, показали, как видно из таблицы 4.3, высокую эффективность процесса обезвоживания в сравнении с эффективностью процесса обезвоживания в ТДФ.

Таблица 4.3. Технологические параметры промысловых испытаний КДФ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Расход ВНЭ, дм3/ч | Расход деэмуль-гатора, г/т | Темпе-ратура,°С | Содержание воды, % масс. |
| в исходной ВНЭ | в обезвоженной нефти после секции |
| сепарации | № ступеней обезвоживания |
| 1 | 2 | 3 |
| 12345 | 453015105 | 150150150150150 | 55555 | 2929292929 | 2929272726 | 2322201815 | 20,318,615,48,93,3 | 15,212,38,61,20,4 |

Из анализа таблицы 4.3 видно, что с уменьшением расхода воднонефтяной эмульсии от 45 до 5 дм3/ч, то есть увеличения времени обезвоживания с 20 мин до 3 часов, остаточное содержание воды в обезвоженной нефти снижается до 0,4% масс. Этот результат получен при обезвоживании нефти Мишкинского месторождения при следующих параметрах:

* исходная обводненность нефти 29% масс.;
* удельный расход реагента деэмульгатора марки LML-4312 150 г/т;
* температура процесса +5°С.

Автор разработки считает возможным применение КДФ объемом 80 м3 для получения 780 т/сут. нефти с остаточной обводненностью не более 0,5% масс.

**Вариант 2.**

**Резервуарные парки** **для хранения нефти и нефтепродуктов**

**Резервуарные парки** для хранения нефти и нефтепродуктов представляют собой сложные инженерно-технические сооружения и состоят из **резервуаров**, как правило, объединенных в группы, систем трубопроводов и других сооружений. Для сокращения потерь нефтепродуктов при их откачке и закачке группы **резервуаров со стационарными крышами** могут оборудоваться газоуравнительными системами.

Эти системы представляют собой сеть газопроводов, соединяющих через **огнепреградители** паровоздушные пространства резервуаров между собой. В газоуравнительную систему входят также газгольдер, сборник конденсата, насос для перекачки конденсата и конденсатопровод. Для отключения газового пространства отдельных резервуаров от общей сети имеются перекрывные вентили и задвижки на линиях газопроводов, отходящих от резервуаров.

**Резервуары**, в которых возможно образование донных отложений (осадков), ведущее к уменьшению их полезного объема, оборудуются системами гидроразмыва. Системы гидроразмыва донных отложений включают в себя: насосную установку для подачи воды в систему, зачистной трубопровод диаметром 150 – 300 мм к гидроэжекторной установке, гидроэжекторную установку, состоящую из эжектора, передвижной электропомпы и гидромониторов, трубопровод отвода парафиноводяной смеси.

Склады нефти и нефтепродуктов в зависимости от вместимости резервуарных парков и вместимости отдельных резервуаров делятся на следующие категории (табл. 2).

Единичный номинальный объем резервуаров, допустимая номинальная вместимость группы резервуаров и минимальное расстояние между резервуарами в одной группе представлены в (табл. 3).

**Таблица 2.**  Категории складов для хранения нефти и нефтепродуктов

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Категория склада** | **Максимальный объем одного резервуара, м³** | **Общая вместимость резервуарного парка, м³** |
| I | – | св. 100000 |
| II | – | св. 20000 до 100000 вкл. |
| IIIa | до 5000 | св. 10000 до 20000 вкл. |
| IIIб | до 2000 | св. 2000 до 10000 вкл. |
| IIIв | до 750 | до 2000 вкл. |

**Таблица 3.**  Основные характеристики групп резервуаров

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Резервуары** | **Единичный номинальный объем резервуаров, устанавливаемых в группе, м³** | **Вид хранимых нефти и нефтепродуктов** | **Допустимая общая номинальная вместимость группы, м³** | **Минимальное расстояние между резервуарами, расположенными в одной группе** |
| С плавающей крышей | 50000 и более | Независимо от вида жидкости | 200000 | 30 м |
| Менее 50000 | Независимо от вида жидкости | 120000 | 0,5D,  но не более 30 м |
| С понтоном | 50000 | Независимо от вида жидкости | 200000 | 30 м |
| Менее 50000 | Независимо от вида жидкости | 120000 | 0,65D, но не более 30 м |
| Со стационарной крышей | 50000 и менее | Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки выше 45°С | 120000 | 0,75D, но не более 30 м |
| Со стационарной крышей | 50000 и менее | Нефть и нефтепродукты с температурой вспышки 45°С и ниже | 80000 | 0,75D, но не более 30 м |

По назначению резервуарные парки могут быть подразделены на следующие виды:

* товарно-сырьевые базы для хранения нефти и нефтепродуктов;
* резервуарные парки перекачивающих станций нефте- и нефтепродуктопроводов;
* резервуарные парки хранения нефтепродуктов различных объектов.

Резервуарные парки первого вида характеризуются, как правило, значительными объемами хранимых жидкостей, а также тем, что в одной резервуарной группе хранятся нефтепродукты, близкие или одинаковые по составу и своим пожароопасным свойствам. В резервуарных парках второго вида все резервуары чаще всего имеют нефть или нефтепродукт одного вида.