

Литература

1. Бруйка В.А., Фокин В.Г. Инженерный анализ в ANSYS Workbench: Учеб. пособ. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. – 271 с.: ил.
2. Курочкин В.В. Прогнозирование ресурса и ремонта магистрального нефтепровода, Москва, 2000, с. 26.
3. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов. Учебно-практическое пособие. – М.: «Инфра-Инженерия», 2006. - 928 с.
4. ГОСТ 31447-2012 Трубы стальные сварные для магистральных газопроводов, нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Технические условия (с Поправкой). – Москва: Изд-во стандартов, 2012.
5. СП 36.13330.2012: Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\*.
6. Инюшин Н.В., Шайдаков В.В., Емельянов А.В., Чернова К.В. Осложнения при эксплуатации промысловых нефтепроводов.// Нефтегазовое дело [www: ogbus.net](http://www.ogbus.net) (authors). shai 3.pdf, 2002.
7. СК-01.04.04. Управление целостностью промысловых трубопроводов
8. ГОСТ 1050-88. Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. – Москва: Изд-во стандартов, 1988.
9. ГОСТ 9.506-87. Единая система защиты от коррозии и старения. – Москва: Изд-во стандартов, 1987.
10. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов – Москва: Изд-во стандартов, 2012.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ОТСТОЙНИКА НЕФТИ ПЕРЕЛИВНЫМИ ПЕРЕГОРОДКАМИ**

**А. В. Банин**

*Научный руководитель доцент Е. Н. Пашков*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия*

Подготовка нефти на промыслах является одной из главных составляющих добычи нефти. Для дальнейшего транспортирования нефти по трубопроводу на нефтеперерабатывающие заводы от установки подготовки нефти, необходимо производить подготовку нефти до товарного состояния, соответствующего качества. Высокие требования к качеству нефти, актуальны в современных условиях и требует совершенствования процессов их переработки. От высококачественной нефти напрямую зависят эффективность и надежность работы внутри промысловых и магистральных трубопроводов, стабильная работа нефтеперерабатывающих заводов, качество полученных из нее продуктов.

На установках подготовки нефти используемых на месторождениях Томской области проводится предварительная дегазация нефти, сепарация и отделение пластовой воды, глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Готовой продукцией является подготовленная нефть до требований ГОСТ Р 51858-2002. Извлекаемая из скважин нефть, содержит в себе попутный газ, механические неорганические примеси, механические твердые частицы и пластовую воду. В воде растворены соли, чаще всего это хлориды натрия, кальция и магния, реже карбонаты и сульфаты.

В начальный период эксплуатации месторождений нефть обычно бывает безводная или с малым содержанием воды. При более длительной эксплуатации обводненность увеличивается и со временем достигает более 90%.

Такую грязную и сырую нефть, содержащую в себе газы (метан, этан, пропан, бутан и их соединения), а также неорганические компоненты (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>) без предварительной подготовки нельзя транспортировать, для этих целей существует промысловая подготовка нефти.

Наличие пластовой воды в нефти удорожает ее транспортировку по трубопроводам и переработку. Перекачка балластовой воды ведет к росту транспортных расходов, что по сути бессмысленно (пластовая вода нужна для поддержания пластового давления в системе ППД) кроме того увеличивается вязкость нефти, образующая с пластовой водой эмульсию.

Одним из устройств подготовки нефти является отстойник нефти. Отстойники нефти горизонтальные с перегородками, установленные на установках подготовки нефти предназначены для обезвоживания нефти с сепарацией газа, оставшегося в нефтяной эмульсии, рассчитанные на условное давление от 1,0 до 2,5 МПа и с температурой рабочей среды не более 100°С. В основном используются отстойники нефти без перегородок, полые.

Такие отстойники справляются с задачей подготовки нефти на начальных этапах разработки месторождений, когда низкая обводненность нефти. Но с увеличением срока эксплуатации месторождений, растет и процент обводненности нефти, полый отстойник нефти без перегородок не может справляться с задачей подготовки нефти до нужных параметров обводненности (0,5%). Проблему уменьшения обводненности нефти можно решить разными способами, такими как установка дополнительного отстойника, или модернизация уже имеющего.

Основной способ модернизации отстойника установка в его рабочей полости переливных перегородок. Которые позволяют улучшить разделение газонефтяноводяной эмульсии на межфазные составляющие. Устанавливать перегородки можно двумя способами на одном уровне, либо ступеньками.

С учетом требований практики рекомендовано использовать отстойник с системой перегородок оборудованных в зоне отстоя жидкости внутри аппарата Перегородки размещаются поперек отстойника, при этом перегородки сверху и снизу не доходят до стенки емкости. Нефтяная фаза движется вверх перегородок, а водная соответственно ниже перегородок.

Перегородки установлены через равные промежутки, каждая последующая ниже предыдущей. Нефть перетекает поверх перегородок тонким слоем из отсека в отсек освобождаясь от газа и воды. Последняя перегородка снизу глухая, образует отсек, в котором скапливается очищенная нефть с последующим выведением ее из аппарата.

Эмульсия поступает в отстойник перед первой перегородкой, и после заполнения отстойника жидкостью выше нижней кромки перегородки отделившаяся из эмульсии вода перетекает из одного отсека в другой через нижнюю кромку перегородок, до предпоследнего отсека, откуда забирается вода.

Более тонкая очистка нефти от свободного газа, воды и механических примесей происходит благодаря многократному переливу нефти через перегородки. Весь процесс проходит за сравнительно короткое время.

Показатели работы полого отстойника нефти указаны в таблице 1 на примере установки подготовки нефти Северо-Останинского месторождения.

Таблица 1

Показатели работы полого отстойника

Начальная обводненность, %масс	Конечная обводненность, %масс	Время осаждения, мин	Содержание солей, мг/л
10	0,30	114,5	33,2
15	0,34	93,6	40,6
20	0,38	80,1	49,6
25	0,42	65,4	58,4
30	0,46	48,7	67,7
35	0,50	43,2	77,4

Исходя из этого видно, что при начальной обводненности более 35 процентов масс. Отстойник не будет справляться с качеством подготовки товарной нефти. Поэтому далее приведена модернизация отстойника нефти с установкой переливных перегородок и произведены расчеты.

Основными параметрами отстойника с перегородками являются число и размеры перегородок которые определяются расчетом.

Схема расчета изображена на рисунке.

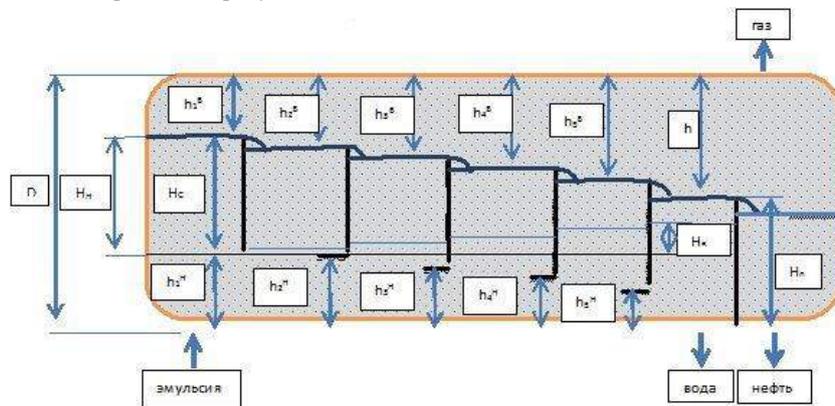


Рис. 1. Расчетная схема системы

Исходными данными для расчета:

- плотность нефти  $\rho_H$ ;
- плотность воды  $\rho_B$ ;
- диаметр корпуса отстойника  $D$ ;

Формула равенства гидростатического давления столбов нефти и воды в сообщающемся сосуде:

$$H_H \cdot \rho_H = H_B \cdot \rho_B \quad (1)$$

где:  $H_H$  – высота столба нефти,

$H_B$  – высота столба воды.

Сначала нужно задать величину  $H_B$  учитывая диаметр корпуса отстойника  $D$  и высоту пространства для газа, нефти и воды.

Используя величину  $H_B$  по формуле (1) находим  $H_H$  и вычисляем разность высот столбов нефти  $H_H$  и воды  $H_B$ :

$$\Delta H = H_H - H_B \quad (2)$$

Требуется задать разность высот перегородок  $\Delta h$ . Рекомендованное значение:

$$\Delta h = 0,02 \dots 0,03 \text{ м.}$$

Зная разность высот столбов воды и нефти, а также разность высот перегородок, определяется максимальное их число:

$$N_{\max} = \frac{\Delta H}{\Delta h} \quad (3)$$

При размещении перегородок по высоте отстойника необходимо учитывать уровень раздела «нефть-вода» в предпоследнем отсеке, который изменяется в пределах регулирования раздела фаз. Величина изменения раздела фаз определяет высоту нижних кромок перегородок.

Компоненты газожидкостной смеси распределяются по объему в соотношении 1/3.

Пропускная способность отстойника зависит от скорости всплытия частиц нефти в воде и оседания капель воды в нефти:

$$V = \frac{0,056(\rho_B - \rho_H)d^2g}{\mu} \quad (4)$$

где  $\rho_H$ ,  $\rho_B$  – плотности нефти и воды, кг/м<sup>3</sup>;

$d$  – диаметр частиц нефти или капель воды, мкм;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\mu$  – динамическая вязкость среды, т.е. нефти или воды, МПа·с.

Скорость отстоя зависит от размера частиц  $d$ . Укрупнение частиц провоцирует ускорение процесса отстоя. Поэтому для отстойника определяющим фактором является подготовленность эмульсии.

Время оседания частиц принимается за время пребывания эмульсии в отстойнике. Время оседания тем меньше, чем тоньше слой жидкости. Оснащение отстойника перегородками позволяет уменьшить толщину слоя жидкости в котором происходит отстой с 2 метров до 0,1 – 0,2 метров. Время отстоя при этом сокращается пропорционально уменьшению слоя жидкости.

Слой жидкости перелива через верхнюю кромку перегородки непосредственно связан с расходом жидкости, который определяется по формуле:

$$Q = m^0 b \sqrt{2g} * H^{3/2} \quad (5)$$

где:  $Q$  – расход жидкости;

$b$  – ширина водослива (перегородки);

$H$  – геометрический напор (толщина слоя жидкости выше кромки перегородки);

$m$  – коэффициент расхода водослива.

Формула (5) отражает зависимость между расходом жидкости и геометрическим напором. При этом пропускная способность отстойника ограничивается скоростью оседания частиц.

Коэффициент расхода водослива  $m$  найден экспериментальным путем с учетом вязкости жидкости:

$$m = 0,069 + 2,476 \frac{\mu_B}{\mu_H} \quad (6)$$

где:  $\mu_B$  – динамическая вязкость воды;

$\mu_H$  – динамическая вязкость нефти.

Рекомендованная формула пропускной способности отстойника с перегородками для ориентировочных расчетов:

$$Q = 300 * V, \text{ м}^3/\text{сут} \quad (7)$$

где  $V$  – вместимость отстойника, м<sup>3</sup>.

Исходные данные для расчета ОН-1 с перегородками:

$L=12300$ мм – длина отстойника;

$D=3000$ мм – диаметр отстойника;

$\rho_B=1027$ кг/м<sup>3</sup> – плотность воды;

$\rho_H=772,7$ кг/м<sup>3</sup> – плотность нефти;

$\rho_э=799,67$ кг/м<sup>3</sup> – плотность эмульсии;

$d=0,0287$ см – диаметр капли воды;

$\mu_B=1,0$ МПа·с – вязкость воды;

$\mu_H=2,52$ МПа·с – вязкость нефти;

Результаты расчетов:

$H_B=0,6$ м – высота водяной подушки;

$H_H=0,8$ м – высота нефтяного столба;

$\Delta H=0,2$ м – разница между столбами воды и нефти;

$N_{\max}=6$ шт – Максимальное количество перегородок.

Высота перегородок:

1=2,1м; 2=1,82м; 3=1,54м; 4=1,26м; 5=0,98м; 6=0,7м; 7=0,42м.

Масса аппарата 22021 кг.

Провели исследование подготовки нефти на Северо-Останинском месторождении, с учетом рассчитанных параметров перегоронок.

Таблица 2

**Результаты расчётов**

Начальная обводненность, %масс	Конечная обводненность, %масс	Время осаждения, мин	Содержание солей, мг/л
10	0,05	64,5	18,6
15	0,09	55,8	20,9
20	0,16	47,6	23,3
25	0,26	39,9	25,4
30	0,34	33,2	29,1
35	0,41	30,1	32,3

При начальной обводненности нефти в диапазоне от 10 до 35% конечная обводненность составила от 0,05 до 0,41%, что соответствует требованиям ГОСТ Р 51858-2002. Исходя из расчетов видно, что время осаждения уменьшилось в 1,5 раза, а содержание солей снизилось на 50%.

**Литература**

1. Ахметов, С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. Уфа: Гилем, 2002. 672
2. Гершуни С. Ш ., Лейбовская М. Г. Оборудование для обессоливания нефти в электрическом поле М.:ЦИИТиХИМИЕФТЕМАШ, 1983, с.32.
3. Левашова А.И., Кравцов А.В., Сухинина О.С. Теоретические основы химической технологии топлива и углеродных материалов: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 156 с.

**КЛАССИФИКАЦИЯ ТОРФЯНЫХ СОРБЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ  
ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ**

**В.А. Бокор**

*Научные руководители доцент Чухарева Н.В., доцент Зарубин А.Г.*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Современные технологии добычи и транспорта нефтяных углеводородов могут оказывать существенное влияние на сохранение экологического баланса окружающей среды. Это связано с возникающими в процессе эксплуатации трубопроводов и хранилищ аварийными разливами. Поэтому, неотъемлемой частью успешной деятельности добывающих и транспортирующих Компаний является применение новых комбинированных технологий. Решение данной задачи невозможно без использования универсальных, недорогих и экологически чистых сорбционных материалов, в том числе на основе торфа, свойства которого, такие как, удерживать в связанном состоянии нефть, время сорбирования, гидрофобность, во многом определяются его природным составом.

Ввиду высокой вариабельности входящих в него компонентов, выбор торфяного сорбента может быть ограничен, поэтому для расширения исходной базы сорбционных материалов, возможна его унификация при помощи термического воздействия при малых скоростях нагрева в среде собственных газов разложения [2]. Но для оценки такого воздействия на глубину преобразования исходного вещества торфяного сорбента требуется проведение классификации сорбционных материалов при помощи проекционного метода для определения специфических особенностей, обуславливающих влияние степени разложения.

Цель данной работы состоит в изучении классификации торфяных сорбционных материалов на основе физико-химических свойств по группам в зависимости от степени разложения.

В качестве объектов исследования были выбраны образцы репрезентативных торфов Томской области (далее – образцы), термически обработанные при температуре до 250 °С со скоростью 5 °С/мин. Далее они были исследованы следующими способами: по методике [4] был проведён элементный С,Н,О+S-анализ (ЕС), оптические свойства торфа были исследованы методом ИК-спектроскопии [1], а так же проведен групповой химический анализ торфа (GC) по методике [6].

На основе проведенных экспериментов были рассчитаны относительные изменения свойств торфов под влиянием температурного пиролиза:

- относительное изменение элементного состава;
- относительное изменение отношений оптических плотностей полос поглощения алифатических заместителей к оптическим плотностям ароматических полисопряженных систем;
- относительное изменение содержания отдельных групповых составляющих торфяных образцов.

Одним из решений поставленной задачи может быть применение метода главных компонент, на основе которого возможно осуществить классификацию образцов в новом пространстве главных компонент пониженной размерности [5].