

СПОСОБ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ИСПАРЕНИЙ С ПОВЕРХНОСТИ ОТСТОЙНИКОВ СЛИВНОЙ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ

Балекова А.А., Баймуханова А.К.

Мұнай амбарлары бетінен булануды болдырмайтын және қоршаған ортаның ластануын азайтатын амбардағы қалдық мұнайларды қыздырып және жинауға арналған гелиотехникалық жүйе құрастырылған.

The system of solar heaters is developed for a warming up and gathering of oil from the barns, allowing to prevent evaporation from their surface, considerably reducing thus pollution of environment by land sources of emissions.

Наиболее экологически значимым фактором при ликвидации амбаров-отстойников является не только извлечение из них сливной парафинистой нефти, но предотвращение выбросов с их поверхности в период сбора, так как именно при высоких температурах происходит испарение легких фракций углеводородов, что не только оказывает негативное влияние на окружающую среду, но приводит и к снижению качества продукта [1].

В этой связи рассмотрим основные свойства извлекаемой нефти с высоким содержанием парафина. Нефть представляет собой сложную смесь различных соединений углерода с водородом. По элементному составу она содержит 83-87% углерода, 11...14% водорода, 0,1...1,2% кислорода, 0,02...1,7% азота и 0,01...5,5% серы. По внешнему виду нефть - маслянистая жидкость, от темно-коричневого до желтого цветов, плотностью 0,75...1,03 г/см. Основную массу вещества нефти составляют углеводороды 3-х главных групп: парафиновые (алканы), нафтеновые (цикланы) и ароматические (арены), которые как по количеству, так и по свойствам различаются для нефтей разного происхождения. В нефти содержатся также незначительные количества кислородных и азотистых соединений. Рассматриваемая нефть относится к парафиновой, общая эмпирическая формула которой C_nH_{2n+2} объединяет газообразные углеводороды, начиная с метана CH_4 , жидкие, начиная с пентана C_5H_{12} , и твердые (Н- парафины), начиная с гексадекана $C_{16}H_{34}$. Газообразные и твердые углеводороды способны растворяться в жидких углеводородах, из которых, могут вновь выделяться газообразные (при повышении температуры или увеличения давления) и твердые (при понижении температуры). Молекулы парафиновых углеводородов имеют

неразветвленные цепи атомов углерода. Однако с повышением, температуры до 250...300°C окислительные процессы у Н-парафинов значительно интенсифицируются. Кроме Н-парафинов, в нефтепродуктах находятся также изомерные углеводороды (И- парафины), которые имеют иное пространственное расположение атомов. И- парафины при умеренной температуре проявляют более высокую способность вступать в окислительные реакции, но с увеличением температуры эта способность замедляется, и в области высоких температур И- парафины оказываются более стойкими, чем Н- парафины. Общее содержание парафиновых углеводородов в нефти и продуктах ее переработки составляет около 50...60%. Наиболее высокое их содержание приходится на фракции, выкипающие до 150°C, что обуславливает испарение наиболее легких фракций при сравнительно невысоких температурах. Так, в условиях амбаров-накопителей, норма естественной убыли нефти, за счет испарения легких фракций углеводородов в теплый период года для южной зоны составляет 2,88 кг/м²·мес. При температуре нефти 45-48°C и выше норма убыли увеличивается в три раза и выбросы от испарения с поверхности отстойника с площадью 1000 м², составят 1,9 т, что несомненно приведет к увеличению выбросов за счет деятельности предприятия в целом.

Таким образом, для устранения испарения углеводородов в атмосферу с поверхности естественных с открытой поверхностью земляных емкостей со сливной нефтью, необходимо создать замкнутое пространство - «кровлю», что предусматривается в резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов.

Для выяснения характера распределения концентрации углеводородов в резервуаре по высоте газового пространства (ГП) (рис.1), рассмотрим аналитические аспекты массотдачи при испарении. Расчеты убыли-рассеяния загрязняющих веществ в атмосфере в виде легких фракций углеводородов, основанные на континуальных моделях, обычно приводят к распространению загрязнения сплошным шлейфом по преобладающему направлению переноса воздушными массами, что не всегда соответствует природным процессам. Одна из возможных моделей дискретного распространения загрязняющих веществ на поверхности земли основана на исследовании волновых процессов в пограничном слое атмосферы и процессов конденсации водяного пара на растворимой и гигроскопической фракции.

Если принять форму разлитой или амбарной нефти в виде прямоугольного параллелепипеда высотой h_0 и поверхностью S , в котором имеются различные фракции нефти с массовой (или, что то же самое, объемный, если считать плотности всех фракции приблизительно равными)

концентрацией $c_i = 1, 2, \dots$), то скорость изменения массы этой фракции определяется из закона сохранения массы [2]:

$$\frac{dm_i}{dt} = M_0 \frac{d}{dt} \frac{m_i}{M_0} = M_0 \frac{dc_i}{dt} = -Spv_i c_i, \quad (1)$$

где m_i - масса i -той фракции в объеме $V = S \cdot h_0$, $M_0 = V \cdot p_n$ - масса нефти в объеме V , $c_i = \frac{m_i}{M_0}$ - массовая доля i -той фракции.

Решением этого уравнения в первом приближении является выражение

$$c_i(t) = c_i(0) \exp\left(-\frac{k_c \cdot c_{wi}}{h_0 - p_n} t\right), \quad (2)$$

где $c_i(0)$ - массовая доля i -той фракции в начальный момент времени.

Так как основную часть нефти составляет вода, а основную часть паров – воздух, то в качестве параметров жидкости взяты параметры воды, а в качестве параметров паров – параметры воздуха, и в этом случае интенсивность испарения отдельной фракции нефти c_i , или группы фракции

$\sum_{i=1}^k c_i$, или всей нефти в целом $\frac{\sum_{i=1}^{NS} m_i}{M_0}$, где NS - количество основных фракций.

$k < NS$ можно определить из выражения:

$$C = \frac{\sum_{i=1}^{NS} m_i}{M_0} = \sum_{i=1}^{NS} c_i = \sum_{i=1}^{NS} c_i(0) \exp\left(-\frac{k_c \cdot c_{wi}}{h_0 - p_n} t\right) \quad (3)$$

Скорость испарения углеводородов, как и бензина при заполнении резервуаров, обычно выше при залповых сбросах нефти в накопитель, чем при неподвижном состоянии, что объясняется перемешиванием нефти, приводящим к турбулизации его поверхности и, соответственно интенсификации испарения.

Характер распределения концентрации углеводородов по высоте газового пространства в первой стадии насыщения (когда их концентрация под кровлей $c_k = 0$), и во второй (когда $c_k > 0$). Это распределение рекомендуется Абузовой Ф.Ф., описывать выражением

$$c(y) = a \cdot y^n + b, \quad (4)$$

где a , b и n – эмпирические коэффициенты.

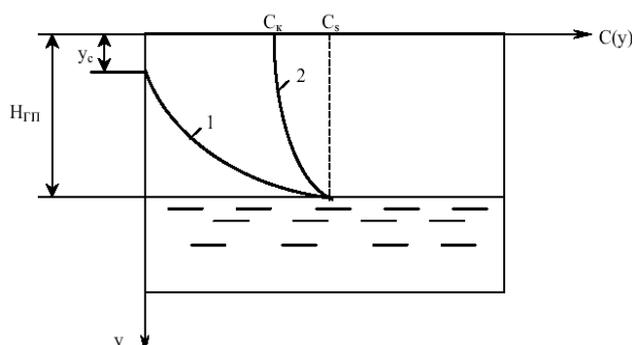


Рис. 1 – Схема к задаче описания распределения концентрации углеводородов по высоте ГП заглубленной емкости

1 – первая стадия насыщения; 2 – вторая стадия насыщения

На основе теоретических и экспериментальных исследований Ф.Ф. Абузовой установлено, что в заглубленных резервуарах $n \approx 2$, а М.А. Гизатов определил, что для подземных резервуаров при заполнении $n \approx 0,9$ в осенне-зимний период и $n \approx 1,5$ в весенне-летний периоды, а при хранении и опорожнении во все периоды $n \approx 1,3$. Таким образом, распределение концентраций по высоте будет полностью определено, если выразить величины коэффициентов a и b в произвольный момент времени τ [3]. На основании вышеизложенного, учитывая высоту ГП над поверхностью нефтепродукта в резервуарах составляющую 0,7 м, что практически соответствует высоте покрытия над поверхностью нефти разработанную гелиосистему разогрева нефти, возможно использовать также для улавливания испаряющихся в процессе извлечения разжиженной до температуры 60-65°C амбарной нефти.

Для достижения этой цели, и обеспечения герметичности, светопрозрачное покрытие 4, с торцевых сторон закрывается прозрачными пластиковыми стенками 5, в нижней плоскости покрытия 4 закрепляется

полимерная труба 6 диаметром 100 мм, для улавливания и откачки паров углеводородов (Рис. 2) [4].

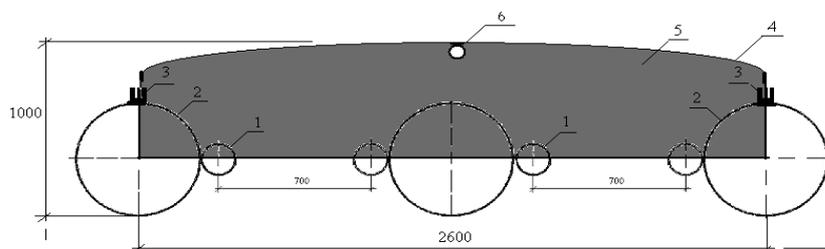


Рис. 2 – Гелиотехническая система разогрева амбарной нефти

1- U – образная труба-подогреватель; 2 – поплавки-воздухонагреватели;

3 – устройство для крепления покрытия;

4 – светопрозрачное покрытие; 5 – торцевые стенки (прозрачные);

6 – труба с отверстиями для отбора паров испаряющейся нефти.

Улавливание паров углеводородов, может быть достигнуто за счет применения струйно-компрессорной установки (СКУ). В таких паровоздушных системах сжатие происходит за счет энергии высокоскоростных струй рабочей среды, находящейся в различных агрегатных состояниях (жидкость, двухфазная газожидкостная смесь).

В этих установках для улавливания паров легких фракций в качестве рабочей среды можно использовать нефтепродукт, поступающий в резервуар, а затем подавать уловленные пары непосредственно в нефтепродукт. При этом схема становится замкнутой.

Струйно-компрессорные установки (СКУ) для улавливания легких фракций обеспечивают высокую степень сокращения потерь, обладают малой металлоемкостью и капиталоемкостью, просты и надежны в эксплуатации. Работа струйного аппарата (эжектора) устойчива при значительных колебаниях параметров и фракционного состава отсасываемого газа. Принцип работы СКУ состоит в следующем. Рабочая жидкость подается в эжектор через сопло с помощью насоса и увлекает за собой пассивный поток паровоздушной смеси из резервуара. Часть энергии рабочей жидкости в процессе смешения фаз передается пассивному потоку, сжимая его. Одновременно происходит процесс интенсивной конденсации

паров углеводородов. Образовавшаяся на выходе из эжектора жидкостно-газовая смесь разделяется в сепараторе, после чего осушенный сжатый воздух идет на дальнейшую очистку или в атмосферу, а рабочая жидкость подается на вход насоса. В системе предусмотрен теплообменник для отвода избытка теплоты, а также трубопроводы для подвода свежей рабочей жидкости на подпитку системы и отвода избытка рабочей жидкости со сконденсировавшимися парами углеводородов. Принципиальная схема установки представлена на рис. 3.



Рис. 3 – Схема отвода паров углеводородов из под покрытия гелиосистемы, в установку для улавливания легких фракций

На рисунке 4, приводится схема компоновки гелиосистемы подогрева и сбора нефти, с отводом паров углеводородов из замкнутого пространства под прозрачным покрытием, в установку улавливания и возвратом легких фракций в емкость для приема извлеченной амбарной нефти [5].

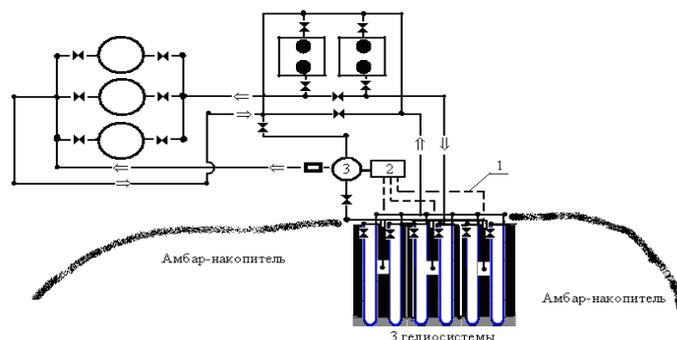


Рис. 4 – Система гелиоразогрева амбарной нефти, с установкой для улавливания легких фракций углеводородов

1 – трубы полимерные отвода паров углеводородов из гелиосистемы; 2 – установка улавливания легких фракций; 3 – нефтеприемная емкость

Применение СКУ для улавливания легких фракций с использованием жидкостно-газовых струйных аппаратов с углеводородным рабочим телом позволяет решить основные проблемы, вызываемые испарением нефти и нефтепродуктов, и повысить экологическую чистоту в процессе разогрева и извлечения амбарной нефти, а также:

- значительно снизить загрязнение атмосферного воздуха и окружающей среды технологическими выбросами из амбаров-накопителей;
- достичь ощутимой экономии ценного энергоносителя за счет утилизации уловленных паров;
- обеспечить постоянство состава хранимого нефтепродукта;
- 100% снижение технологических потерь нефтепродуктов от испарения при ликвидации отстойников сливной нефти.

Литература:

1. Панов Г.Е., Петрякин Л.Ф. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра. 1986. – 224 с.
2. Полевая Т.И. Подготовка новых норм выбросов летучих органических веществ. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – М.: 1993. № 2. 13-18 с.
3. Коршак А.А. Методика определения потерь нефти и нефтепродуктов из резервуаров // Трубопроводный транспорт нефти и газа. М.: 2007. 78 с.
4. Баймуханова А.А., Балекова А.А., Нурбаева Ф.К. Гелиоспособ извлечения сливных высоковязких нефтей. // Материалы международной научно-практической конференции «Перспективные направления альтернативной энергетики и энергосберегающие технологии», ЮКГУ имени М.Ауезова, Шымкент, 2010. том 1, с. 24-28
5. Кенжетаев Г.Ж., Туркпенбаева Б.Ж., Баймуханова А.К., Балекова А.А. Энергосберегающий способ извлечения сливной парафинистой нефти из амбаров накопителей на месторождении. // Вестник КБТУ № 3. 2010 с 37-42.