

3. Евстигнеева А. Н. Статистика условий труда после введения процедуры специальной оценки условий труда // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2016. – №8-5. – С. 673–677.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СБОРА КОНДЕНСИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ ИСПАРЕНИЙ ИЗ ГАЗОВОГО ПРОСТРАНСТВА РЕЗЕРВУАРОВ

К. К. Манабаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, г. Томск, пр. Ленина, 30, 634050
E-mail: mkk@tpu.ru

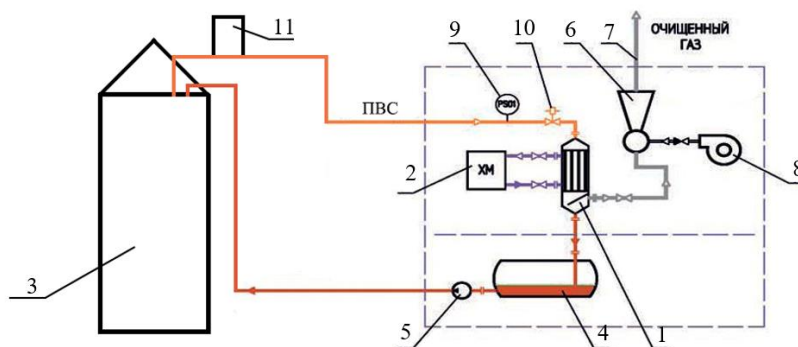
INCREASING THE EFFICIENCY OF COLLECTING CONDENSED OIL VAPORS FROM THE GAS SPACE OF RESERVOIRS

K. K. Manabayev

Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk, Lenin str., 30, 634050
E-mail: mkk@tpu.ru

Annotation. The paper considers a method for collecting oil vapors in reservoirs using a recovery unit based on condensate-absorption technology. Technical calculations were made to determine the losses from "small breaths" in a vertical steel tank. An economic calculation of the profitability of the KR-100 recovery unit of Gazspetstekhnika was made .

Конденсато-абсорбционная технология, применяемая ООО «Газспецтехника» для установок комплексов конденсации и рассеивания (ККР) – основана на снижении парциального давления паров при снижении температуры паровоздушной смеси и взаимной растворимости углеводородов в конденсате (рисунок 1). Процесс конденсации идёт при атмосферном давлении.



*Рис. 1. Схема работы конденсато-абсорбционной рекуперационной установки:
1 – теплообменник-конденсатор; 2 – холодильная машина; 3 – PVC-2000; 4 – емкость для приема и накопления конденсата; 5 – насос откачки конденсата; 6 – воздушный эжектор; 7 - труба рассеивания; 8 – вентилятор канальный подачи воздуха на эжектор; 9 – датчик давления; 10 – клапан запорный с электроприводом; 11 – управление регуляторами*

Индивидуальные составляющие нефтепродуктов имеют различные температуры конденсации. Первым сконденсируется компонент с наиболее высокой температурой конденсации, затем выпадут в виде конденсата компоненты с менее высокими значениями температуры конденсации. Так как углеводородные составляющие смеси хорошо растворяются в полученном конденсате, то в жидкую фазу переходят не только

компоненты, которые должны конденсироваться при данных значениях температуры и давления, но и другие, температура конденсации которых при этом давлении значительно ниже температуры смеси в данный момент [1]. Таким образом, реализуется абсорбция паров углеводородов при их охлаждении и конденсации. Конденсацию многокомпонентной смеси, имеющей значительную разницу в температурах насыщения компонентов, и при наличии в ней растворимых и не конденсируемых газов, наилучшим образом можно осуществить при конденсации в трубах. В используемых вертикальных теплообменниках-конденсаторах образующийся конденсат постоянно контактирует с холодными стенками и паром, что обеспечивает конденсацию и абсорбцию (растворение) смесей с широким диапазоном температур конденсации компонентов.

Выбор технологической схемы рекуперации ПВС с промежуточным хладоносителем обоснован стремлением:

- ✓ максимально увеличить пожаровзрывобезопасность процесса;
- ✓ использовать холодильное и насосное оборудование в общепромышленном исполнении и располагать его на необходимом безопасном расстоянии;
- ✓ одновременно производить рекуперацию ПВС от разных нефтепродуктов (в отдельных теплообменниках-конденсаторах).

Определить потери нефтепродукта в резервуаре вертикальном стальном (РВС) объемом 20 000 м³ от «малых дыханий» и рассчитать экономический эффект от применения рекуперационной установки ККР-30, работающей по конденсатор-абсорбционной технологии. Резервуар расположен в Томской области, оснащён двумя дыхательными клапанами НДКМ-200, высота взлива – 7,5 м., плотность хранимой нефти – 0,856 кг/м³, средняя температура в октябре – 7 С°. Дата снятия данных – 22.10.2019 г.

Потери от «малых дыханий» рассчитываются по формуле [2–4]:

$$G_{\text{мд}} = \sigma \cdot V_{\text{г}} \cdot \ln \left[\frac{(P_{\text{а}} - P_{\text{кв}} - P_{\text{мин}}) \cdot T_{\text{rmax}}}{(P_{\text{а}} + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) \cdot T_{\text{rmin}}} \right],$$

где σ – среднее массовое содержание паров нефтепродукта в ПВС, кг/м³;

$V_{\text{г}}$ – объем газового пространства (ГП) резервуара перед закачкой нефтепродукта, м³;

$P_{\text{мин}}$ и P_{max} – минимальные и максимальные парциальные давления паров нефтепродукта в ГП резервуара в течение суток, Па;

T_{rmin} и T_{rmax} – минимальные и максимальные температуры ГП резервуара в течение суток, К;

$P_{\text{а}}$ – абсолютное давление, Па;

$P_{\text{кв}}$ – вакуум в ГП, соответствующий нагрузке вакуумного клапана, Па;

$P_{\text{кд}}$ – избыточное давление в ГП, соответствующее нагрузке клапана давления, Па.

Эта формула может иметь вид:

$$G_{\text{мд}} = \sigma \cdot \Delta V,$$

где ΔV – объем ПВС, вытесняемый из резервуара, м³;

$$\Delta V = V_{\text{г}} \cdot \ln \left[\frac{(P_{\text{а}} - P_{\text{кв}} - P_{\text{мин}}) \cdot T_{\text{rmax}}}{(P_{\text{а}} + P_{\text{кд}} - P_{\text{max}}) \cdot T_{\text{rmin}}} \right].$$

Найдем среднее массовое содержание паров нефти в ПВС:

$$\sigma = \frac{P_{\text{max}} + P_{\text{мин}}}{R_{\text{н}} \cdot (T_{\text{rmax}} \cdot T_{\text{rmin}})},$$

$$\sigma = \frac{12274,32 + 11835,6}{43,34 \cdot (300,8 + 282,45)} = 0,95 \text{ кг/м}^3;$$

Определи вытесняемый объем ПВС:

$$\Delta V = V_r \cdot \ln \left[\frac{(P_a - P_{кв} - P_{min}) \cdot T_{max}}{(P_a + P_{кд} - P_{max}) \cdot T_{min}} \right],$$

$$\Delta V = 11768,88 \cdot \ln \left[\frac{(101200 - 150 - 11835,6) \cdot 300,8}{(101200 + 1600 - 12274,32) \cdot 282,45} \right] = 569,06 \text{ м}^3;$$

Рассчитаем потери нефтепродукта от «малых дыханий» за 1 сутки:

$$G_{мд} = \sigma \cdot \Delta V,$$

$$G_{мд} = 0,95 \cdot 569,06 = 540,61 \text{ кг} - \text{за 1 сутки.}$$

Эксплуатация установки рекуперации ККР-30 включает только затраты (L) на электроэнергию:

$$L = T_{эл.эн.} \cdot N_{ккр} \cdot t = 3,5 \cdot 4 \cdot 24 = 336 \text{ р/сутки},$$

где $T_{эл.эн.}$ – одноставочный тариф на электроэнергию по Томской области для второго полугодия 2019 года [5], р.;

$N_{ккр}$ – потребляемая установкой рекуперации ККР-30 мощность [1], кВт/час;

t – время работы ККР-30 в сутки, ч.

Доход от продажи полученного конденсата (I):

$$I = P_{Urals} \cdot n_{барр} = 52,97 \cdot 3,66 = 193,87 \$ = 12337,9 \text{ руб.},$$

где P_{Urals} – цена 1 барреля нефти марки *Urals* (на 22.10.2019) [6], долл./барр.;

$n_{барр}$ – объем полученного конденсата в баррелях:

$$n_{барр} = \frac{m \cdot \eta}{B} = \frac{540,61 \cdot 0,93}{137,3} = 3,66 \text{ барр.},$$

m – масса сконденсированной нефти, кг.,

B – количество килограмм нефти марки *Urals* в 1 барреле нефти;

η – эффективность очистки [1].

Прибыль от работы установки рекуперации ККР-30 (G):

$$G = I - L = 12337,9 - 336 = 12001,9 \text{ руб/сутки.}$$

Таким образом, согласно экономическому расчету, прибыль от применения ККР-30 на «малых дыханиях» для РВС-20000 составила порядка 12 тыс. руб. (без учета обслуживания). А также, экологический эффект предполагает очистку паровоздушной смеси (ПВС) на 93 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Газспецтехника» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gazst.ru/> (дата обращения: 15.10.2019).
2. Новоселов В.П., Ботыгин И.Г. Блинов. Методика расчета потерь от испарения нефти и нефтепродуктов из наземных резервуаров: учебное пособие.– Уфа: Изд-во УНИ, 1987. – 73 с.
3. РД 153-39-019-97 – «Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации».
4. Svetashkov, Aleksandr Andreevich. Modification of the iterative method for solving linear viscoelasticity boundary value problems and its implementation by the finite element method // Acta Mechanica: Scientific Journal. – 2017. – vol. 229. – no.6. – P. 2539–2559.
5. Тарифы на электроэнергию в Томской области на 2019 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://energybase.ru/tariff/tomskaayaoblast>.
6. Онлайн график цен на нефть *Urals* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://nefturals.ru/> (дата обращения: 22.10.2019).