



УДК 665.6/7

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ КОНДЕНСАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПАРОВ

OPTIMIZATION OF THE PROCESSES OF CONDENSATION OF HYDROCARBON VAPORS

Худойбердиев Абсалом Абдурасулович

старший научный сотрудник,
старший научный сотрудник лаборатории
«Процессы и аппараты химической технологии»,
Институт общей неорганической химии
Академии наук Республики Узбекистан
jarayon@mail.ru

Шарипов Козимжон Комилжонович

младший научный сотрудник,
младший научный сотрудник лаборатории
«Процессы и аппараты химической технологии»,
Институт общей неорганической химии
Академии наук Республики Узбекистан
kozim2481@mail.ru

Аннотация. В статье изучены физико-химические, теплофизические свойства нефти, газового конденсата, промежуточных фракций и углеводородных паров на экспериментально созданной установке и определены условия для интенсификации процесса конденсации углеводородных паров в кожухотрубчатых аппаратах.

Ключевые слова: охлаждающей воды, теплообменник, вертикального трубчатого конденсатора, углеводородного сырья, конденсация.

Khudoyberdiyev Absalom Abdurasulovich

Senior researcher,
Senior researcher of the laboratory
processes and devices of
chemical technology,
Institute of General End Inorganic Chemistry
of the Academy of Sciences of
the Republic of Uzbekistan
jarayon@mail.ru

Sharipov Kozimjon Komiljonovich

Junior Researcher,
Institute of General end Inorganic Chemistry
of the Academy of Sciences of
the Republic of Uzbekistan
kozim2481@mail.ru

Annotation. The physics-chemical, thermo physical properties of oil, gas condensate, intermediate fractions and hydrocarbon vapors in an experimentally-designed facility are studied and conditions for intensifying condensation of hydrocarbon vapors in shell-and-tube apparatuses are determined.

Keywords: cooling water, heat exchanger, vertical tubular condenser, hydrocarbon feedstock, condensation.

В нефтеперерабатывающей промышленности для осуществления процесса конденсации паров топливных фракций широко применяются кожухотрубчатые теплообменники [1].

Для изучения процесса теплообмена при нагревании нефтегазоконденсатного сырья в лаборатории «Процессы и аппараты химической технологии» Института общей и неорганической химии АН РУз была изготовлена и собрана экспериментальная установка, принципиальная схема которой приведена на рисунке 1. Установка в основном состоит из испарителя 3 (парового котла с рабочим объемом 27 л), вертикального трубчатого конденсатора 8, представляющего собой теплообменник типа труба в трубе, ёмкости 12 для сбора конденсата и объемного счетчика воды 10. Геометрические размеры элементов конденсатора (в мм) следующие: диаметр внутренней трубы – 20x2,5, диаметр наружной трубы – 50x3,5, рабочая высота – 1000 и диаметр присоединительных труб – 20x2,5. Давление пара в испарителе измеряется манометром 5, а его температура – манометрическим термометром 4. Температура конденсата и охлаждающей воды в конденсаторе измеряется ртутными термометрами, установленные в карманах с маслом. Необходимый расход охлаждающей воды устанавливается по показаниям объемного счетчика и регулируется вентилем на линии. Объем стекающего из аппарата конденсата измеряется мерным сосудом 14. Процесс в установке организуется в противоточных направлениях движения потоков теплоносителей.

Принцип работы установки: рабочую жидкость (вода или газовый конденсат) в испарителе 3 нагревают до температуры кипения, зажигая газ при помощи горелки 2. Расход подаваемого на горелку газа регулируется при помощи крана 1 на линии. Воздух из системы выпускают при помощи продувочного крана 7. Кожуха конденсатора 12, где конденсируются на внешней поверхности внутренней трубы. Здесь пар отдает часть своего тепла воде, нагнетаемой по внутренней трубе, охлаждается, конденсируется на холодной поверхности внутренней трубы, образуя пленки жидкости. В дальнейшем, стекающая вниз пленка конденсата направляется в мерный бак 14. Нагретая вода из установки сливается в канализацию.

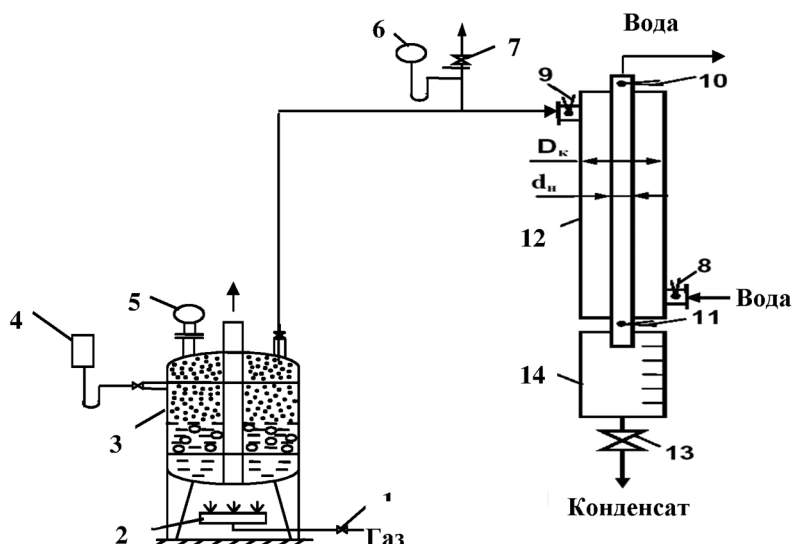


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки для исследования процесса конденсации паров:
 1 – кран; 2 – горелка; 3 – испарительный бак; 4 – термометр манометрический; 5, 6 – манометр;
 7 – кран продувочный; 8, 9, 10 и 11 – термометры; 12 – конденсатор-теплообменник типа труба в трубе;
 13 – вентиль; 14 – мерный бачок для сбора конденсата

Для сравнения теплофизических показателей паров теплоносителей были проведены две серии экспериментов: сначала был изучен процесс конденсации водяного пара водой, а затем парами углеводородного сырья (газового конденсата). На рисунке 2 – показаны изменения давления паров воды (кривая 1) и газового конденсата (кривая 2) в испарителе по времени. Как видно, в обоих вариантах опытов наблюдается плавное изменение давления греющего агента по времени.

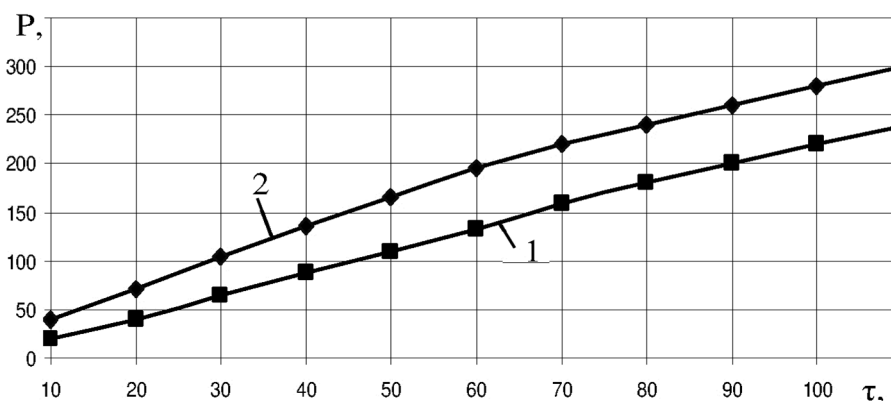


Рисунок 2 – Изменение давления паров воды (1) и газового конденсата (2) по времени в паровом котле-испарителе

Сопоставление полученных результатов опытов показывает, что в диапазоне давлений $P = 40 \div 300$ кПа величина разности давлений паров сравниваемых теплоносителей находится в пределах от 20 до 60 кПа, в данном диапазоне давлений углеводородных паров время выхода установки на рабочий режим на 10–30 минут быстрее, чем в случае применения водяного пара в качестве греющего агента. [2].

Результаты экспериментов по изучению распределения температуры конденсации паров отражены на рисунке 3.

На рисунке 4 – представлена графическая зависимость изменения температуры конденсации углеводородных паров по длине опытной установки при давлении $P = 50 \div 250$ кПа.

Сопоставление полученных результатов показывает, что пары газового конденсата по сравнению с водяным паром имеют более высокую температуру конденсации при одном и том же значениях их давления в системе. При давлении 50 кПа разница в значениях температуры конденсации теплоносителей составляет 7 °С, а при давлении 250 кПа она достигает до 20 °С.

На рисунке 5 приведены результаты измерения объема образуемого конденсата (V , л) водяного (кривая 1) и углеводородных (кривая 2) паров по времени (τ , мин) при давлении $P = 250$ кПа. Сравнение кривых данного графика показывает, что объем образованного конденсата углеводородных



паров 5–6 раза больше, чем в экспериментах с водяным паром. Повышенный объем конденсата углеводородного теплоносителя можно объяснить тем, что теплота конденсации углеводородных паров значительно меньше теплоты конденсации водяного пара [3]. Это привело к увеличению производительности экспериментальной установки более 5 раз.

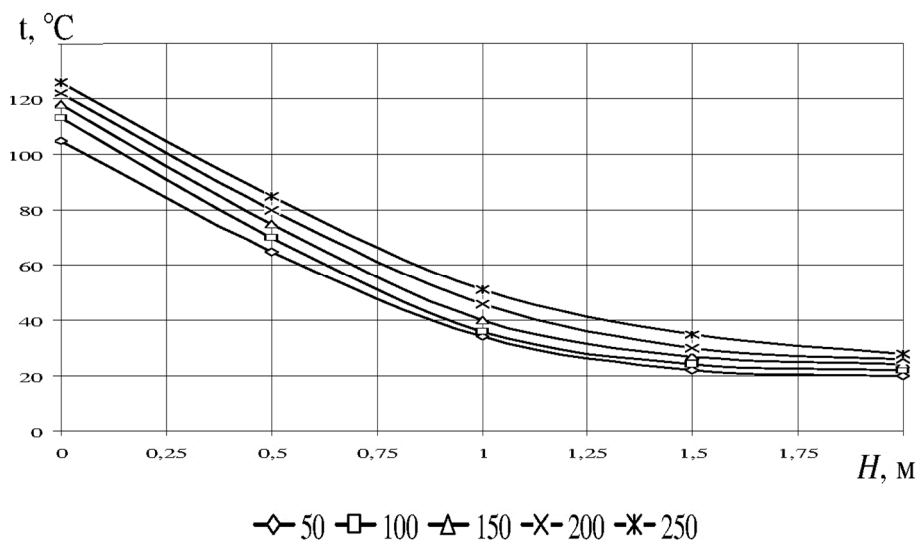


Рисунок 3 – Изменение температуры конденсации водяного пара по длине опытной установки

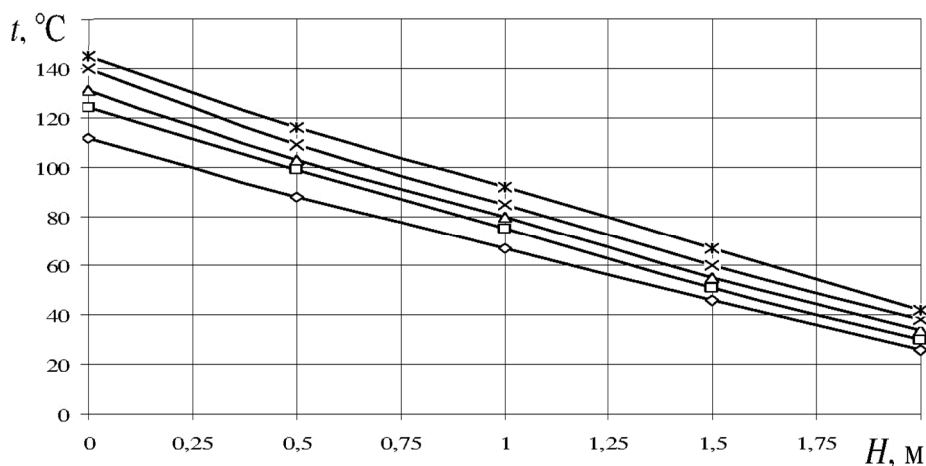


Рисунок 4 – Изменение температуры конденсации углеводородных паров по длине экспериментальной установки

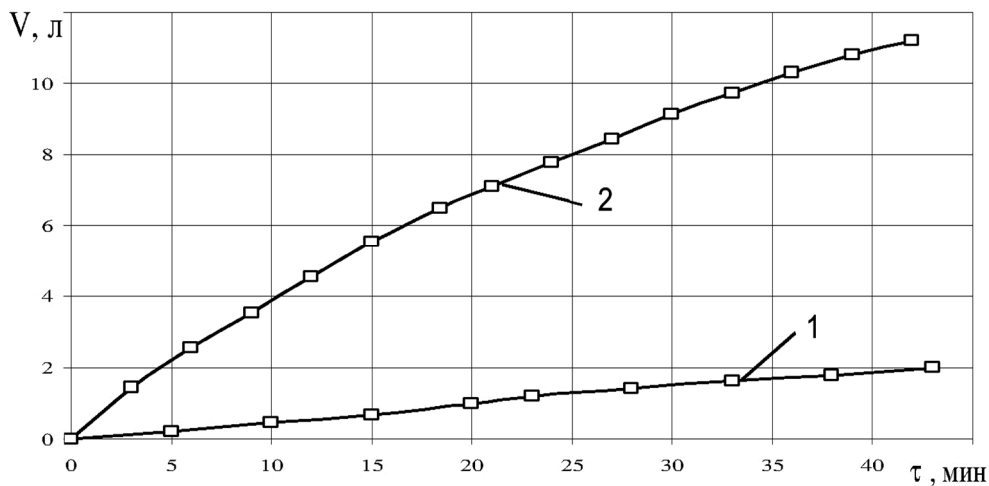


Рисунок 5 – Изменение объема конденсата водяного (1) и углеводородных (2) паров по времени



Соотношение теплоты конденсации паров воды и углеводородного сырья показывает, насколько возможно интенсифицировать процесс теплопередачи в теплообменных аппаратах – конденсаторах без дополнительных расходов. Это можно иллюстрировать в путём сравнения теплоты конденсации (испарения) обеих теплоносителей с нашими опытными данными при $P = 250$ кПа. При этом давлении температура конденсации водяных паров $t_1 = 126$ °С, а теплота их конденсации равна $r_1 = 2174,7$ кДж/кг. Опытным путём определено, что пары углеводородного сырья (газового конденсата) с давлением $P = 250$ кПа конденсируются при $t_2 = 145$ °С.

Таблица 1 – Теплота конденсации водяных и углеводородных паров

Температура, t , °С	Характеризующий фактор, K	Молекулярная масса фракций, M	Теплота конденсации паров, кДж/кг		Среднее значение соотношения r_1/r_2
			воды r_1	фракций r_2	
50	10,87	72,9	2380	302,3	7,81
100	11,41	98,1	2260	278,0	
150	11,90	129,6	2120	253,4	
200	12,35	168,3	1945	228,9	
250	12,77	214,6	1710	204,4	
300	13,16	275,6	1384	179,8	
350	13,53	347,0	881,2	155,3	

Как видно из таблицы 1, при температурах ниже 200–250 °С теплота конденсации паров газового конденсата больше, а с повышением температуры процесса её величина существенно снижается. При этом соотношение теплоты конденсации паров воды и углеводородного сырья при различных значениях температуры колеблется в пределах $5,7 \div 8,5$.

На рисунке 6 показан характер изменения соотношении теплоты конденсации паров воды r_1 и углеводородных фракций r_2 в зависимости от температуры t .

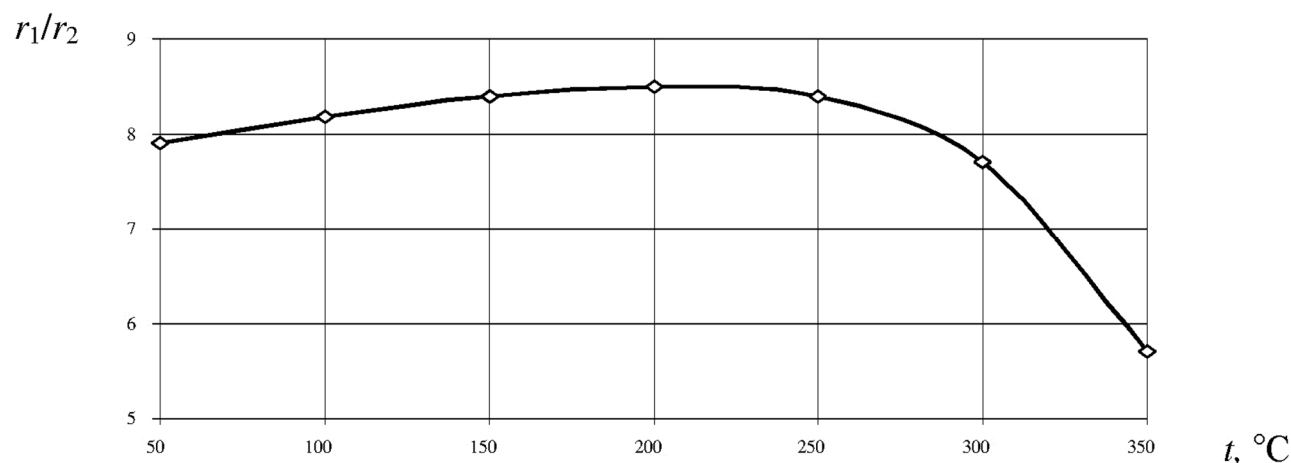


Рисунок 6 – Изменение соотношения теплоты конденсации паров воды и углеводородных фракций в зависимости от температуры

Как видно из графика, с увеличением температуры до 200 °С соотношение теплоты конденсации паров воды и углеводородных фракций r_1/r_2 увеличивается почти прямолинейно и при 200 °С оно имеет максимального значения 8,5. В дальнейшем, с повышением температуры процесса величина r_1/r_2 резко снижается по параболическому закону. Это означает, что применение эффекта теплоты конденсации может быть более существенным при строго определенном интервале температуры и давления в аппарате. При использовании углеводородных паров при первичной перегонке углеводородного сырья также снижается расход охлаждающей воды на конденсацию паров (в наших опытах 5 раз) и улучшается условие конденсации паров в аппарате (за счет дополнительно освобождаемого водяным паром пространства кожуха). Все это способствует повышению производительности промышленных конденсаторов.

Таким образом, анализ основных физико-химических и теплофизических свойств паров углеводородного сырья и воды в интервале температуры $100 \div 200$ °С показал, что пары углеводородного сырья и их обезвоженные дистилляты топливных фракций могут быть эффективно использованы в



качестве теплоносителя для тепловой обработки сырья. При использовании углеводородных паров при первичной перегонке углеводородного сырья также снижается расход охлаждающей воды на конденсацию паров (в наших опытах 5 раз) и улучшается условие конденсации паров в аппарате (за счет дополнительно освобождаемого водяным паром пространства кожуха). Сравнивая теплоту конденсации паров воды и газового конденсата, можно сделать вывод о том, что за счет использования углеводородных паров при конденсации в пределах температуры 50–350 °С степень интенсификации теплообмена составляет в среднем 7–8 раз.

Литература:

1. Салимов З.С., Абдурахмонов О.Р., Сайдахмедов Ш.М. Интенсификация процесса ректификации нефтегазоконденсатного сырья. – Ташкент : Фан, 2011. – 142 с.
2. Интенсификация теплообмена. Успехи теплопередачи, 2 // Под ред. проф. Жукаускаса А.А. и проф. Калинина Э.К. – Вильнюс : Мокслас, 1988. – 188 с.
3. Исаченко В.П. Некоторые актуальные вопросы развития теории теплообмена при конденсации пара // Теплоэнергетика. – 1977. – № 5. – С. 2–5.

References:

1. Salimov Z.S., Abdurahmonov O.R., Saidakhmedov Sh.M. Intensification of the process of rectification of oil and gas condensate raw materials. – Tashkent : Fan, 2011. – 142 p.
2. Heat exchange intensification. Advances in heat transfer, 2 // Ed. prof. Zhukauskas A.A. and prof. Kalinina E.K. – Vilnius : Mokslas, 1988. – 188 p.
3. Isachenko V.P. Some urgent questions of the development of the theory of heat transfer in the case of steam condensation // Teploenergetika. – 1977. – № 5. – P. 2–5.