



УДК 665

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ДАРСИ НЕФТИ, ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА И ИХ СМЕСЕЙ В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ТРУБЕ

DETERMINATION OF THE DARCY COEFFICIENT OF OIL, GAS CONDENSATE AND THEIR MIXTURES IN A HORIZONTAL PIPE

Исмаилов Ойбек Юлибоевич

младший научный сотрудник,
младший научный сотрудник
лаборатории Процессы
и аппараты химической технологии,
Институт общей неорганической химии
Академии наук республики Узбекистан

Ismailov Oybek Yuliboevich

Junior researcher,
Junior research fellow of the laboratory
Processes and devices of chemical technology,
Institute of General Inorganic Chemistry of
the Academy of Sciences of the Republic
of Uzbekistan

Аннотация. В статье приведены основные экспериментальные и расчетные данные по определению коэффициента Дарси во время движения нефти, газового конденсата и их смесей на горизонтальной трубе при 20 °С.

Annotation. The article presents the main experimental and calculated data for determining the Darcy coefficient during the movement of oil, gas condensate and their mixtures on a horizontal pipe at 20 °C.

Ключевые слова: нефть, газовый конденсат, расход жидкости, скорость потока, ламинарный режим, турбулентный режим, число Рейнольдса, шероховатость, коэффициент трения, коэффициент Дарси.

Keywords: oil, gas condensate, fluid flow, flow rate, laminar regime, turbulent regime, Reynolds number, roughness, coefficient of friction, Darcy coefficient.

Наиболее распространенный вид транспортировки текучих сред в пределах производства – трубопроводный. Он получил также широкое применение для перемещения жидкостей и газов на большие расстояния, например, нефти и нефтепродуктов по трубопроводам. Для осуществления этих процессов на нефтеперерабатывающих заводах используются магистраль трубопроводов и трубчатые теплообменники [1], входящие в состав нефтеперегонных установок.

Расчет гидравлического сопротивления во время движения жидкостей по трубопроводам является одним из основных прикладных вопросов гидродинамики. При движении реальной жидкости по трубе или каналу происходит потеря напора, которая складывается из сопротивления трения о стенки и местных сопротивлений, возникающих при изменении направления или скорости потока.

В качестве объекта исследования использованы: нефть, газовый конденсат и их смесей при различных соотношениях нефти и газового конденсата: 90 % Н + 10 % ГК; 80 % Н + 20 % ГК; 70 % Н + 30 % ГК; 60 % Н + 40 % ГК; 50 % Н + 50 % ГК; 40 % Н + 60 % ГК; 30 % Н + 70 % ГК; 20 % Н + 80 % ГК; 10 % Н + 90 % ГК.

Целью изучения работы являлось определение коэффициента Дарси нефти, газового конденсата и их смесей в горизонтальной трубе с учетом состава сырья и скорости потока. Эксперименты проведены в модельном двухтрубчатом теплообменнике, описание и принцип работы которого приведены в работе [2]. Во время опытов объемный расход нефти V_H изменялся от $1,6 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-4}$ м³/с. При этом скорость движения нефти, газового конденсата и их смесей по трубе ω_H (м/с) определяются из выражения: $\omega_H = 4V_H / (\pi d_{вн}^2)$, где $d_{вн}$ – внутренний диаметр горизонтальной трубы, $d_{вн} = 0,02$ м.

В опытах по выявлению влияния скорости движения среды на формирование режима движения важное значение имеет число Рейнольдса, которое рассчитывается по формуле: $Re_{ж} = \omega_H \cdot d_{вн} / \nu_H$, где ν_H – кинематический вязкость углеводородного сырья, мм²/с. Значения вязкости нефти, газового конденсата и их смесей при 20 °С изменяются в пределах 1,03–6,65 мм²/с.

Коэффициент трения или Дарси λ является безразмерной величиной и зависит от режима движения жидкости, а также от шероховатости стенок трубопровода.

В случае ламинарного движения по прямой трубе коэффициентом Дарси определяется по формуле [3]:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (1)$$

где Re – число Рейнольдса; $A = 64$ – коэффициент формы поперечного сечения для круглых труб.



Данное уравнение хорошо согласуется с опытными данными для установившегося ламинарного движения ($Re < 2320$).

В этих условиях величина λ практически не зависит от шероховатости стенок трубопровода.

При турбулентном движения жидкости в гладких трубах ($Re = 4 \cdot 10^3 - 10^5$) коэффициент Дарси выражается обобщенной зависимостью [4]:

$$\lambda = 0,316 Re^{-0,25} = \frac{0,316}{\sqrt[4]{Re}} \tag{2}$$

При расчете коэффициент Дарси для всех области (зон) турбулентного движения применимо общее уравнение:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{\varepsilon}{3,7} + \left(\frac{6,81}{Re} \right)^{0,9} \right], \tag{3}$$

где ε – относительная шероховатость трубы, выражаемая отношения абсолютной шероховатости Δ к диаметру трубы d : $\varepsilon = \Delta/d$. Для новых стальных труб $\Delta \approx 0,06-0,1$ мм; бывшие в эксплуатации стальные труб (с незначительной коррозией) $\Delta \approx 0,1-0,2$ мм.

Эксперименты проведены при различных скоростях нефти, газового конденсата и их смесей: $\omega = 0,053; 0,265; 0,531; 0,796; 1,061; 1,327; 1,592$ м/с.

Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в новой стальной трубе в зависимости от скорости движения и состава сырья при температуре 20 °С преведена в таблице 1.

Таблица 1 – Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в новой стальной трубе

Состав сырья	Скорость жидкости, м/с						
	0,053	0,265	0,531	0,796	1,061	1,327	1,592
	Коэффициент Дарси, λ						
Нефть	0,4010	0,0801	0,0401	0,0267	0,0211	0,016	0,0133
90 % Н + 10 % ГК	0,2682	0,0537	0,0513	0,0459	0,0432	0,0407	0,0392
80 % Н + 20 % ГК	0,2010	0,0582	0,0473	0,0428	0,0401	0,0384	0,0371
70 % Н + 30 % ГК	0,1592	0,0541	0,0451	0,0406	0,0383	0,0368	0,0358
60 % Н + 40 % ГК	0,1321	0,0264	0,0426	0,0391	0,0371	0,0357	0,0348
50 % Н + 50 % ГК	0,1123	0,0487	0,0411	0,0379	0,0361	0,0348	0,0341
40 % Н + 60 % ГК	0,0971	0,0469	0,0398	0,0369	0,0353	0,0342	0,0334
30 % Н + 70 % ГК	0,0856	0,0454	0,0388	0,0361	0,0346	0,0336	0,0329
20 % Н + 80 % ГК	0,0731	0,0441	0,0380	0,0355	0,0341	0,0332	0,0325
10 % Н + 90 % ГК	0,0687	0,0431	0,0373	0,0351	0,0337	0,0328	0,0322
Газовый конденсат	0,0621	0,0422	0,0361	0,0340	0,033	0,0321	0,0320

Результаты расчета коэффициента Дарси в зависимости от скорости потока и состава жидкого углеводородного сырья при температуре 20 °С обобщены и сведены в таблице 1. Эти данные свидетельствуют о том, что с увеличением скорости потока нефти от 0,053 м/с до 1,592 м/с коэффициент трения λ в горизонтальной трубе снизится в 30,1 раза (т.е. от 0,4010 до 0,0133), а при движении газового конденсата λ уменьшается в 1,94 раза (от 0,0621 до 0,0320). С увеличением доли нефти в составе смеси от 10 % до 90 % коэффициент трения λ уменьшается от 0,2682 до 0,0687 (при скорости движения 0,053 м/с), т.е. оно снижается в 3,9 раза. А при повышенных скоростях потока (например, $v = 1,592$ м/с) с увеличением доли газового конденсата в составе сырья в пределах 10–90 % λ уменьшается от 0,0392 до 0,0322 т.е. в 1,2 раза.

Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в бывшие стальные трубе (с незначительной коррозией) в зависимости от скорости движения и состава сырья при температуре 20 °С преведена в таблице 2.



Таблица 2 – Значения коэффициента Дарси нефтегазоконденсатных потоков в бывшие стальные трубы

Состав сырья	Скорость жидкости, м/с						
	0,053	0,265	0,531	0,796	1,061	1,327	1,592
	Коэффициент Дарси, λ						
Нефть	0,4012	0,0802	0,0608	0,0542	0,0505	0,0481	0,0463
90 % Н + 10 % ГК	0,2688	0,0637	0,0543	0,0492	0,0464	0,0445	0,0432
80 % Н + 20 % ГК	0,2013	0,0602	0,0506	0,0464	0,0441	0,0425	0,0414
70 % Н + 30 % ГК	0,1597	0,0579	0,0481	0,0444	0,0424	0,0411	0,0402
60 % Н + 40 % ГК	0,1321	0,0541	0,0467	0,0431	0,0413	0,0402	0,0394
50 % Н + 50 % ГК	0,0979	0,0519	0,0446	0,0421	0,0405	0,0391	0,0388
40 % Н + 60 % ГК	0,0871	0,0501	0,0442	0,0412	0,0398	0,0389	0,0383
30 % Н + 70 % ГК	0,0856	0,0488	0,0429	0,0406	0,0393	0,0385	0,0379
20 % Н + 80 % ГК	0,0759	0,0475	0,0421	0,0401	0,0388	0,0381	0,0376
10 % Н + 90 % ГК	0,0687	0,0466	0,0415	0,0396	0,0385	0,0378	0,0373
Газовый конденсат	0,0621	0,0457	0,0411	0,0391	0,0381	0,0375	0,0371

Из анализа данных таблицы 2 следует, что с увеличением скорости нефти 0,053 м/с до 1,592 м/с коэффициент трения λ в горизонтальной трубе снижается в 8,6 раза (т.е. от 0,4012 до 0,0463), а при движении газового конденсата λ уменьшится в 1,67 раза (от 0,0621 до 0,0371). С изменением доли газового конденсата в составе смеси от 10 % до 90 % коэффициент трения λ уменьшается от 0,2688 до 0,0687 (при скорости движения 0,053 м/с.), т.е. оно снижается в 3,9 раза. А при максимальных скоростях потока ($v = 1,592$ м/с) с увеличением доли газового конденсата в составе сырья в пределах 10–90 % λ снижается от 0,0432 до 0,0373 т.е. в 1,15 раза.

Обобщая данных двух таблиц можно сделать следующие выводы: 1) во всех опытах с увеличением скорости движения потока в горизонтальной трубе (новые и старые, с незначительной коррозией) коэффициент Дарси уменьшается; 2) для новых стальных труб коэффициент Дарси при скорости потока нефти 1,592 м/с. равно 0,0133, а для старых загрязненных труб равняется 0,0463 что показывает в загрязненной трубе коэффициент трения λ увеличивается 3,5 раза; 3) коэффициент Дарси газового конденсата для новых стальных труб при скорости 1,592 м/с равняется 0,0320, а для старых загрязненных труб равняется 0,0371 с увеличением коэффициента трения 1,2 раза.

На рисунке показана зависимость изменения коэффициента Дарси от скорости потока и шероховатости стенок стальных труб при температуре 20 °С.

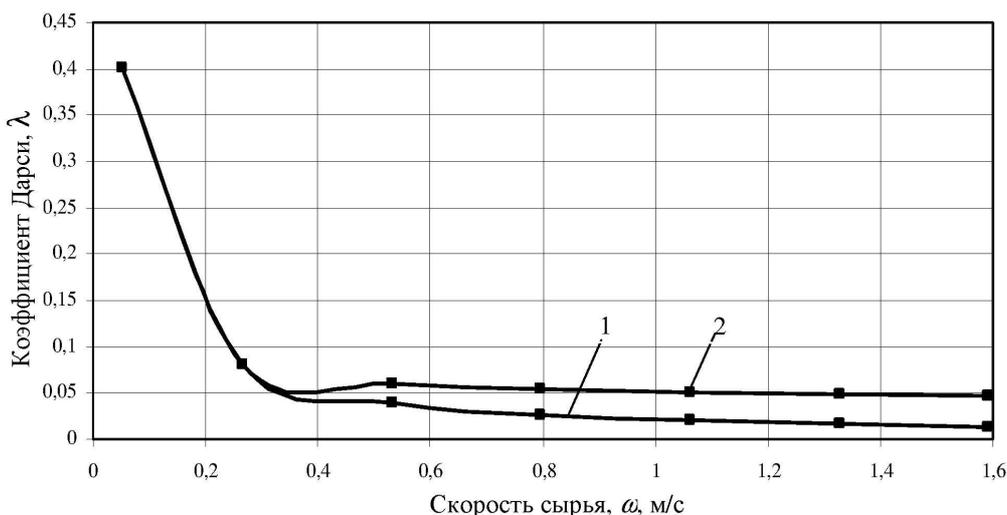


Рисунок – Кривые изменения коэффициента Дарси в зависимости от скорости потока нефти в горизонтальной трубе: 1 – новая стальная труба; 2 – стальная труба с незначительной коррозией

Из анализа графического материала, приведенного на рисунке, следует, что движение нефти при скорости потока $\omega = 0,053–0,265$ для новой трубы и трубы с незначительной коррозией почти одинаковое от 0,401 до 0,0802. С повышением скорости нефти в пределах 0,531–1,592 м/с, коэффици-



ент трения для новых стальных труб снижается от 0,0401 до 0,0133 т.е. 3 раза, для бывшей в эксплуатации стальной трубы (с незначительной коррозией) коэффициент трения снижается от 0,0608 до 0,0463, т.е. 1,3 раза. С повышением скорости потока жидкости коэффициент трения бывший эксплуатационной трубы 2,3 раза выше, чем новый трубы.

Расчетно-экспериментальные исследования показали, что долговременное использование стальных труб повышает шероховатость внутри трубопровода и коэффициент трения увеличивается, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления теплообменных установок переработки жидких углеводородов.

Литература:

1. Штеренлихт Д.В. Гидравлика. – М.: Энергоиздат, 1984. – С. 110–176.
2. Salimov Z., Saydahmedov Sh., Ismailov O.Yu., Zaikov G. Influence of hydrodynamic regimes of oil and gas mixtures on the efficiency of heat exchange. *Journal of Nature Science and Sustainable Technology*. – USA, 2015. – Volume 9. – Number 2. – P 345–357.
3. Дытнерский Ю.И. Процессы и аппараты химической технологии : учебник для вузов в 2-х кн. – М.: Химия, 1995. – Ч. 1. – Изд. 2-е. – С. 103–106.
4. Касаткин А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии. – М.: Химия, 1971. – 8-е изд., перераб. – С. 87–94.

References:

1. Штеренлихт D.V. *Gidravlika*. – M.: Energoizdat, 1984. – Page 110-176.
2. Salimov Z., Saydahmedov Sh., Ismailov O.Yu., Zaikov G. Influence of hydrodynamic regimes of oil and gas mixtures on the efficiency of heat exchange. *Journal of Nature Science and Sustainable Technology*. – USA, 2015. – Volume 9. – Number 2. – P 345–357.
3. Dytner'sky Yu.I. Processes and devices of chemical technology: the textbook for higher education institutions in 2 prines – M.: Chemistry, 1995. – P.1. – Prod. the 2nd. – Page 103-106.
4. Kasatkin A.G. Main processes and devices of chemical technology. – M.: Chemistry, 1971. – 8th prod., res-lave. – Page 87-94.