

О методике расчета зоны газоотделения в нефтегазовых сепараторах

On the method for technological calculation of the gas separation zone in oil and gas separators

M.Yu. Tarasov¹

¹Giprotyumenneftegas PJSC, HMS Group, RF, Tyumen

E-mail: tarasov@gtng.ru

Keywords: technological calculations, gas separation, oil and gas separator, size of gas bubbles

In the field conditions, the gas-oil mixture entering the oil and gas separator from the supply pipeline consists of free gas separated at the separation pressure and a liquid phase with gas dissolved and dispersed in it. Free gas almost instantly passes into the gas space of the separator, the gas dissolved at the separation pressure remains in the liquid leaving the separator, and the dispersed gas is separated in the gas separation zone, and the time of its separation depends on the dispersion (size) of the bubbles. Technological calculations of the process of separating oil and gas in separation equipment are based on determining the ascent time of gas bubbles using the Stokes formula to determine the rate of their ascent. In this case, the main influence on the speed and, accordingly, on the ascent time is exerted by the size of the bubbles. As a rule, in calculations, the size of the bubbles is set based on data from field practice, or on the basis of experimental data. At the same time, there are theoretical methods for calculating the size of gas bubbles formed in the flow of a gas-liquid mixture entering an oil and gas separator. The paper gives an assessment of the applicability of these methods in technological calculations of the size of the gas separation zone of oil and gas separators, taking into account the time recommended by the field practice for the retention of liquid in this zone. The results of comparative calculations of the gas separation process for various types of oils in standard separation equipment are presented. It is shown that the most acceptable method is based on determining the average volume-surface diameter of bubbles formed in the gas-liquid mixture inlet nozzle. It was found that in the absence of experimental data, it is possible with accuracy acceptable for design calculations to use this technique to determine the size of gas bubbles in the gas-liquid mixture entering the separator degassing zone. Formulas were obtained for calculating the diameter of the apparatus and the length of the degassing zone with the filling factor of the separator equal to 0.5, depending on the ascent rate of the bubbles of the calculated size. This approach is used in the methods of technological calculation of oil and gas separators, oil and gas separators with water discharge, degassers, i.e. devices with a gas separation zone.

М.Ю. Тарасов¹, к.т.н.

¹ПАО «Гипротюменнефтегаз»,
Группа ГМС

Адрес для связи: tarasov@gtng.ru

Ключевые слова: технологические расчеты, газоотделение, нефтегазовый сепаратор, размер газовых пузырьков

DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-106-109

Основным параметром, определяющим размеры нефтегазового сепаратора, является время пребывания газонасыщенной водонефтяной смеси в зоне газоотделения. В проектных технологических расчетах процесса сепарации это время принимают в зависимости от физико-химических свойств (плотности, вязкости) разгазированной жидкости, руководствуясь табличными данными [1], полученными путем обобщения промышленного опыта.

Время пребывания жидкости в зоне газоотделения $\tau_{ГЖ}$ должно быть таким, чтобы пузырьки диспергированного в жидкости газа успели всплыть, т.е. время всплытия пузырька $\tau_{вс}$ должно быть меньше времени пребывания в жидкости

$$\tau_{вс} = \frac{H_{ж}}{W_{всп}} \leq \tau_{ГЖ}, \quad (1)$$

где $H_{ж}$ – высота всплытия пузырьков; $W_{всп}$ – скорость всплытия по закону Стокса, которая определяется главным образом размером диспергированных пузырьков.

В промышленных условиях поступающая в нефтегазовый сепаратор из подводящего трубопровода нефтегазовая смесь состоит из свободного газа, отделившегося при давлении сепарации, и жидкой фазы с растворенным и диспергированным в ней газом. Свободный газ практически мгновенно переходит в газовое пространство сепаратора. Газ, растворенный при давлении сепарации, остается в выходящей из сепаратора жидкости. Диспергированный газ отделяется в зоне газоотделения, время его отделения зависит от размера (дисперсности) пузырьков. Размер (диаметр) всплывающих пузырьков газа в технологических расчетах сепарационного оборудования может быть либо задан, либо вычислен. Размер пу-

зырьков зависит от физико-химических свойств нефти и газа, режима течения водонефтегазовой смеси во входном трубопроводе и штуцере ввода смеси.

В Гипровостокнефти [2, 3] разработан метод расчета среднего диаметра газовых пузырьков в газожидкостной смеси, поступающей в сепаратор, по эмпирической зависимости аналога числа Вебера для всплывающего пузырька от соотношения скоростей (расходов) газа и жидкости во входном трубопроводе сепаратора. В проектных технологических расчетах [4] вместо соотношения скоростей рекомендуется использовать соотношение объемных расходов газа и жидкости в рабочих условиях.

Диаметр пузырьков согласно работам [2–4] рассчитывается по формуле

$$d_{[3]} = \sqrt{\frac{(A_1\alpha + B_1)\sigma}{\rho_{жg}}}, \quad (2)$$

где A_1, B_1 – эмпирические коэффициенты, зависящие от физико-химических свойств газожидкостной смеси; α – соотношение скоростей газа и жидкости во входном трубопроводе; σ – межфазное поверхностное натяжение на границе жидкость – газ; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости; g – ускорение свободного падения.

Согласно методике, изложенной в работе [5], средний диаметр пузырьков окклюдированного газа в турбулентном потоке нефти в трубопроводе перед сепаратором можно определить в зависимости от плотности и вязкости нефти, поверхностного натяжения на границе раздела фаз, диаметра входного трубопровода (штуцера) и скорости смеси по формулам

$$d_{[5]} = 1,4D_{вх}We^{0,6} \text{ при } \Pi_{\Gamma} \leq 1,36; \quad (3)$$

$$d_{[5]} = 1,9D_{вх}Fr^{0,5} Re^{-0,56} \text{ при } \Pi_{\Gamma} \leq 1,36, \quad (4)$$

где $D_{вх}$ – диаметр входного трубопровода (штуцера); We, Fr, Re – число соответственно Вебера, Фруда, Рейнольдса для входного трубопровода; $\Pi_{\Gamma} = We^{0,6}Re^{0,56}Fr^{-0,5}$.

Расчет по формулам (2)–(4) выполнен для нефтегазового сепаратора по методике [4], актуализированной ПАО «Гипротюменнефтегаз». Плотность нефти изменялась от 815 до 930 кг/м³ вязкость – от 3 до 210 мПа·с при температуре 20 °С при прочих равных параметрах. Указанные диапазоны значений включают три группы нефтей [1]: легкую (плотность – до 850 кг/м³, вязкость – до 10 мПа·с); среднюю (850–890 кг/м³, 10–45 мПа·с) и тяжелую (более 890 кг/м³, более 45 мПа·с). На рис. 1 приведена принятая для расчетов зависимость вязкости нефти от ее плотности. Необходимое время пребывания жидкости в зоне разгазирования при поверочном расчете по зависимости (1) принималось равным времени всплытия пузырьков в слое жидкости.

В табл. 1 представлены результаты расчетов зоны газоотделения нефтегазового сепаратора для расхода нефти, равного 300 м³/ч, газа – 18000 м³/ч. В расчетах принято рекомендуемое время пребывания жидкости для данного типа нефтей. Режим сепарации: из-

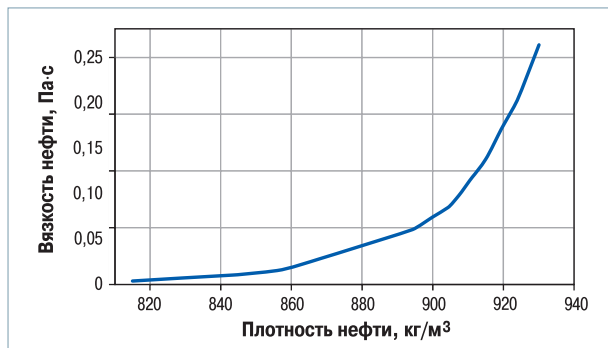


Рис. 1. Зависимость вязкости нефти от ее плотности

быточное рабочее давление – 0,5 МПа; температура – 20 °С. Из табл. 1 видно, что расчетные диаметры окклюдированных в жидкости пузырьков и время их всплытия в зоне разгазирования, определяемые при поверочном расчете по формулам (2) [3] и (3), (4) [5], значительно различаются.

Расчетное время всплытия пузырьков в зоне газоотделения соответствует рекомендуемому в работе [1] времени пребывания жидкости в этой зоне только при использовании для расчетов методики, изложенной в работе [5], с некоторыми допущениями. Для тяжелых нефтей и эмульсий плотностью более 920 кг/м³ расчетное время превышает рекомендуемое, что вызывает необходимость применения предварительного подогрева для эффективной сепарации таких нефтей.

С повышением давления сепарации при одних и тех же размерах аппарата и входного штуцера расход газа в рабочих условиях уменьшается и соответственно снижается скорость газожидкостной смеси. С уменьшением скорости потока должна снижаться интенсивность дробления пузырьков газа в жидкости и, следовательно, их размер должен увеличиваться. В табл. 2 приведены результаты расчетов размеров пузырьков, диспергированных в жидкости на входе в сепаратор, в зависимости от давления в нем. Анализ полученных данных показывает, что увеличение диаметра пузырьков при повышении давления при прочих равных условиях наблюдается только при использовании методики, приведенной в работе [5].

Таким образом, установлено, что при отсутствии экспериментальных данных зависимости (3), (4) можно с приемлемой для проектных расчетов точностью использовать для определения размера пузырьков газа в газожидкостной смеси, поступающей в зону разгазирования сепаратора.

С учетом равенства времени всплытия пузырьков расчетного размера и времени пребывания жидкости в зоне разгазирования, а также коэффициента заполнения сепаратора жидкостью, принятого равным 0,5, можно получить формулу для расчета среднего диаметра аппарата

$$D_{ср} = \sqrt{\frac{4Q_{ж}1000}{C_0\pi W_{всп}3600}}, \quad (5)$$

где $Q_{ж}$ – объемный расход жидкости, м³/ч; C_0 – заданное отношение длины зоны разгазирования к диаметру аппарата.

Таблица 1

Параметры	Тип нефти согласно работе [1]																			
	Легкая					Средняя					Тяжелая									
	5					10					15									
Расчетное время пребывания жидкости в аппарате, мин	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Диаметр аппарата, м	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	135	135	135	135	135	150	150	150	150	150
Расчетный объем зоны газотделения, м ³	820	825	830	835	840	845	850	855	860	865	870	875	880	885	890	895	900	905	910	915
Плотность нефти, кг/м ³	3	4	5	6	7	8	9	10	12	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	90
Вязкость нефти, мПа·с																				
Расчетный диаметр пузырьков, мм, согласно работе:	375	320	281	252	229	211	196	184	164	143	121	105	95	86	80	74	70	63	57	44
	[3]	[5]																		
Расчетная скорость всплытия пузырька мм/с, согласно работе:	20,72	11,38	7,06	4,75	3,39	2,53	1,96	1,56	1,04	0,64	0,34	0,21	0,14	0,10	0,08	0,06	0,05	0,03	0,02	0,01
	[3]	[5]																		
Расчетное время всплытия по пузырька в зоне газотделения, мин, согласно работе:	1,21	2,20	3,56	5,28	7,40	9,91	12,82	16,14	27,28	44,49	83,46	5,27	6,33	7,39	8,46	9,53	10,60	12,73	14,87	19,13
	[3]	[5]																		
Расчетная минимальная длина зоны газотделения, м, согласно работе:	2,1	3,7	6,0	9,0	12,6	16,8	21,8	27,4	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	[3]	[5]																		
Проектная длина зоны газотделения, м	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	17,0	17,0	17,0	17,0

Таблица 2

Параметры	Значение параметра при избыточном рабочем давлении, МПа					
	0,6	0,65	0,7	0,75	0,8	0,85
Расход, м ³ /ч: газа в стандартных условиях	18000	18000	18000	18000	18000	18000
жидкости	300	300	300	300	300	300
Диаметр штуцера входа смеси, м	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Расход газа при рабочих условиях, м ³ /ч	2522,03	2354,18	2207,29	2077,54	1962,39	1859,24
Скорость смеси в штуцере входа, м/с	3,99	3,76	3,55	3,37	3,20	3,06
Расчетный диаметр пузырьков, м, согласно работе: [3]	0,000179	0,000176	0,000174	0,000173	0,000171	0,000170
[5]	0,000385	0,000414	0,000443	0,000472	0,000502	0,000530

Известные методики технологического расчета нефтегазовых сепараторов, как отечественные, так и зарубежные, предусматривают предварительный выбор отношения C_0 . В частности, для нефтегазовых сепараторов это отношение, определяемое конструктивными и экономическими ограничениями, может быть принято равным от 3 до 5. По выбранному отношению C_0 находят расчетный диаметр сепаратора D_{cp} и расчетную длину зоны газоотделения $L_{г.р.}$. Затем определяется проектный диаметр сепаратора D_c : из ряда стандартных диаметров выбирается ближайшее значение $D_c \geq D_{cp}$. Проектная длина зоны газоотделения рассчитывается по формуле

$$L_T = C_0 D_c \quad (6)$$

Очевидно, что при $D_c \geq D_{cp}$, $L_T \geq L_{г.р.}$, т.е. если расчетный диаметр не превысит максимально возможный стандартный, длина зоны разгазирования может быть определена по формуле (6).

В качестве примера на рис. 2 приведена полученная по формулам (3)–(5) зависимость расчетного диаметра нефтегазового сепаратора от динамической вязкости разгазируемой жидкости (расход жидкости равен 300 м³/ч; газа – 18000 м³/ч; плотность нефти условно принята равной 900 кг/м³). Для рассматриваемых условий при минимальном времени нахождения жидкости в зоне газоотделения, равном 15 мин, диаметр аппарата, рассчитанный по используемым в настоящее время методикам, $D_{cp} = 3,37$ м, соответственно принимаемый проектный диаметр $D_c = 3,4$ м (ближайший больший из стандартных диаметров нефтегазовых сепараторов). При этом из рис. 2 видно, что при высокой вязкости жидкости диаметр сепаратора должен быть больше

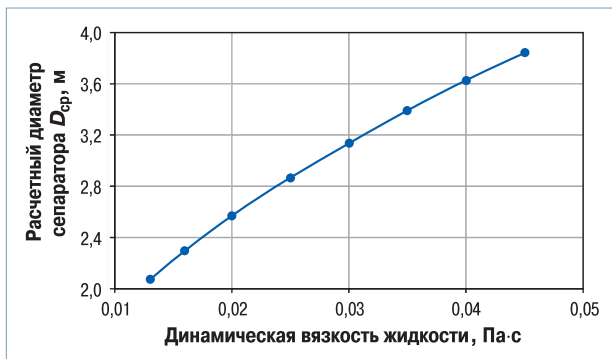


Рис. 2. Зависимость расчетного диаметра сепаратора D_{cp} от динамической вязкости жидкости

3,4 м. Размеры сепаратора можно уменьшить, снизив вязкость жидкости, например, путем нагрева. Если возможность снижения вязкости жидкости отсутствует, то необходимо увеличить число сепараторов, уменьшив нагрузку на каждый аппарат. Таким образом, расчет по формулам (3)–(5) позволяет с достаточной для проектной практики точностью определять размеры нефтегазовых сепараторов и режимы их работы с учетом физико-химических свойств нефти и газа. Данный подход используется в стандартах ПАО «Гипротюменнефтегаз» (методиках технологического расчета нефтегазовых сепараторов, нефтегазовых сепараторов со сбросом воды, дегазаторов, т.е. аппаратов, имеющих зону газоотделения).

Список литературы

1. РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1990. – 69 с.
2. Далецкий В.М., Ефимов В.Б., Шлыкова М.П. Экспериментальное изучение генерирования и отделения мелкодисперсной газовой фазы в газожидкостной смеси. В кн. Проблемы обустройства и эксплуатации высокообводненных нефтяных месторождений. – Куйбышев: Гипровостокнефть. – 1985. – С. 77–82.
3. Далецкий В.М., Ефимов В.Б., Шлыкова М.П. Разработка метода расчета разделения газожидкостных смесей в сепарационной емкости. В кн. Разработка и внедрение эффективной техники и технологии добычи нефти. – Куйбышев: Гипровостокнефть. – 1985. – С. 27–31.
4. РД 0352-131-98. Дегазаторы. Методика технологического расчета. – Подольск: ДАО ЦКБН, 1998. – 55 с.
5. Медведев В.Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах. – М.: Недра, 1987. – 144 с.

References

1. RD 39-0004-90. *Rukovodstvo po proektirovaniyu i ekspluatatsii separatsionnykh uzlov neftyanykh mestorozhdeniy, vyboru i komponovke separatsionnogo oborudovaniya* (Guidelines for the design and operation of oil field separation units, selection and layout of separation equipment), Ufa: Publ. of VNIISP Tneft', 1990, 69 p.
2. Daletskiy V.M., Efimov V.B., Shlykova M.P., *Eksperimental'noe izuchenie generirovaniya i otdeleniya melkodispersnoy gazovoy fazy v gazozhidkostnoy smesi* (Experimental study of the generation and separation of a finely dispersed gas phase in a gas-liquid mixture). In: *Problemy obustroystva i ekspluatatsii vysokoobvodnennykh neftyanykh mestorozhdeniy* (Problems of arrangement and operation of highly watered oil fields), Kuybyshev: Publ. of Giprovostokneft', 1985, pp. 77–82.
3. Daletskiy V.M., Efimov V.B., Shlykova M.P., *Razrabotka metoda rascheta razdeleniya gazozhidkostnykh smesey v separatsionnoy emkosti* (Development of a method for calculating the separation of gas-liquid mixtures in a separation tank). In: *Razrabotka i vnedrenie effektivnoy tekhniki i tekhnologii dobychi nefti* (Development and implementation of effective equipment and technology for oil production), Kuybyshev: Publ. of Giprovostokneft', 1985, pp. 27–31.
4. RD 0352-131-98. *Degazatory. Metodika tekhnologicheskogo rascheta* (Degassers. Technological calculation method), Podolsk: Publ. of DAO TsKBN, 1998, 55 p.
5. Medvedev V.F., *Sbor i podgotovka neustoychivyykh emul'sii na promyslakh* (Gathering and preparation of unstable emulsions in the fields), Moscow: Nedra Publ., 1987, 144 p.