

ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ АВАРИЙНЫХ УТЕЧЕК НЕФТИ ПРИ САМОТЁЧНОМ ОПОРОЖНЕНИИ СТОЯКОВ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

Э. А. Зейналов

Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности;
Аз.1010, Баку, проспект Азадлыг, 20, АГУНП, Тел.: (99412) 498-88-46,
e-mail: Zeynalov_scr@mail.ru

У статті наведено результати оцінювання величин незначного витіку нафти при пошкодженні морських підводних трубопроводів. Були оцінені обсяги нафти, що витекла, залежно від часу витіку з урахуванням різних напорів, що створюються в стояку підводного трубопроводу. Наведено розрахункові формули для визначення часу витікання рідини крізь отвір в місці пошкодження при постійному і безнапірному режимах опорожнення стояка морського трубопроводу.

Ключові слова: витік нафти; підводний трубопровід; самопливне опорожнення; кількість нафти, що витекла; стояк; час випорожнення.

В статье представлены результаты оценки величин малых утечек нефти при повреждении морских подводных трубопроводов. Были оценены объемы вытекшей нефти в зависимости от времени истечения с учетом различных напоров, создаваемых в стояке подводного трубопровода. Приведены расчетные формулы для определения времени истечения жидкости сквозь отверстия в месте повреждения при постоянном и безнапорном режимах опорожнения стояка морского трубопровода.

Ключевые слова: утечка нефти; подводный трубопровод; самотечное опорожнение; количество вытекшей нефти; стояк; время опорожнения.

The article presents the estimation results of the insignificant oil leaks when offshore pipelines are damaged. It evaluates the amount of spilled oil depending on the completion time with the account of various pressure heads generated in the offshore pipeline riser. The paper also presents the formulas for determination of the fluid leaking time through a hole at the leak point in constant and gravity modes of the offshore pipeline risers emptying.

Keywords: oil leak, offshore pipeline, gravity emptying, amount of spilled oil, riser, emptying time.

В настоящее время разработка новых эффективных мероприятий и диагностических методов, направленных на ликвидацию нештатных ситуаций, возникающих на нефтепроводах, а также для оценки утечек нефти из трубопровода с самотечными участками на основе измерений режимных параметров являются актуальными.

В системах магистральных нефтепроводах существуют режимы, когда движение нефти можно считать безнапорным. Как правило, истечение нефти при порывах и остановках трубопроводов относится к подомному течению. При этом напорное движение нефти сменяется самотечным. Анализ показывает, что исследование указанных течений является чрезвычайно важным для безопасной и эффективной эксплуатации трубопроводов. Так, например, анализ сброса нефти при порывах позволяет в зависимости от режима работы и реофизических свойств нефти оптимизировать циклограмму останова нефтепроводов, с точки зрения минимального разлива нефти, а также оперативно определить количества вытекшего углеводорода при аварии. Аналогичная расчетная задача возникает при определении полного объема и динамики слива нефти при раскачке участка нефтепровода с целью ремонта или замены технологического оборудования.

Особое значение имеет расчет процесса истечения нефти при самотечном опорожнении участка магистрального нефтепровода, который является наиболее продолжительным и характеризуется наибольшим объемом выхода нефти на дневную поверхность. В зависимости от условия процесса самотечного опорожнения, часть нефти может оставаться в трубопроводе. Так, например, в процессе эксплуатации нефтепровода существуют технологические операции, когда жидкость, заполнявшая внутреннюю полость трубопровода, сливается в резервуары через один из концов участка. При этом столб жидкости в трубопроводе разрывается, и образуются пустоты, заполненные парами нефти. Объем и местоположение этих пустот определяются профилем трубопровода. В то же время значительная часть трубопровода остается заполненной жидкостью, причем объем оставшегося в трубопроводе нефти является минимально необходимым для безбалансовой перекачки (т.е. перекачка, при которой объем нефти на выходе из трубопровода, будет равен объему нефти, закачиваемого в трубопровод). Наличие самотечных участков приводит к увеличению начального давления на насосной станции, а, значит, требует более высоких затрат энергии на перекачку.

Опыт эксплуатации нефте- и нефтепродук-

ктопроводов показывает, что весь процесс истечения нефти при порыве по времени можно разделить на следующие стадии [1, 2]:

- выплескивание части жидкости из места разрыва в процессе перекачки, т.е. до момента выключения насосов и перекрытия задвижек;

- нестационарные процессы в нефтепроводе, вызванные остановкой насосов и перекрытием задвижек;

- истечение жидкости из отсеченного участка нефтепровода под воздействием начального сжатия (продолжается до момента падения давления до точки кипения в какой-либо точке нефтепровода);

- истечение жидкости из части отсеченного участка под воздействием сил тяжести и давления насыщенного пара.

Последняя стадия представляет собой самотечное движение нефти в трубопроводе. Следует отметить, что, с точки зрения протекания физического процесса, а, следовательно, и математических методов решения, такое деление на стадии по времени является весьма условным, т.к. из-за значительной протяженности нефтепровода и сжимаемости среды в некоторых местах давление может упасть до величины давления насыщения. Иными словами может произойти разрыв потока, в то время как в других – нефть остается под давлением начального сжатия. Поэтому самотечное движение (течение) требует специального расследования.

В связи с возросшими требованиями к охране окружающей среды расчет величины аварийной утечки при эксплуатации нефтегазопроводов является обязательным при разработке декларации промышленной безопасности, с точки зрения прогнозирования опасности последствий аварий. Тяжесть последствий аварий обусловлена оперативностью принятия мер по ликвидации и количеством вытекшей нефти. Отсюда следует, что весьма важно корректно определить величину утечки на всех этапах развития аварии.

Как уже отмечалось, при нарушении герметичности трубопровода истечение нефти из отверстий в его стенке происходит, как правило, при переменном напоре. Для преодоления жидкостью отверстия требуется некоторая разность давлений внутри трубопровода и вне него или в терминах напоров разность напоров

$$\Delta H = \frac{P_{\text{вн}} - P_{\text{нар}}}{\rho g}$$

Если по нефтепроводу ведут перекачку, то давление $P_{\text{вн}}$ является давлением в том сечении трубопровода, в котором находится отверстие, а если истечение происходит в остановленном трубопроводе или самотеком, то возможны следующие случаи:

- в силу малости площади отверстия вытекающая жидкость не создает в трубе сколько-нибудь заметного движения. При этом разность напоров ΔH равна высоте давящего столба жидкости над отверстием за вычетом вакуумметрической высоты, создаваемой разрежением, образующимся в парогазовой полости трубы.

- отверстие в стенке трубопровода таково, что нужно учитывать как течение нефти к сечению места возникновения аварии, так и разность давлений внутри и вне трубопровода. Для морских подводных трубопроводов гидростатический напор морской воды, в зависимости от глубины моря H_M , будет оказывать существенное влияние на скорость и количество истечения нефти.

Процесс расчета утечек нефти из трубопровода в общем случае достаточно трудоемок. При определении объема нефти, вытекшей из трубопровода, в зависимости от времени, прошедшего с начала процесса необходимо учитывать профиль нефтепровода, параметры отверстия, а также физические свойства жидкости и режимы ее истечения. Для так называемых «малых» отверстий в трубопроводе, движением нефти по направлению к отверстию можно пренебречь, а для больших отверстий, необходимо учитывать потери напора при ее движении по направлению к отверстию.

Проблема обнаружения утечек нефти, особенно «малых», из магистральных трубопроводов – одна из наиболее острых и непростых проблем эксплуатации нефтепроводов. Несмотря на то, что постоянно ведется поиск эффективных и технологичных решений, говорить об окончательном решении этой проблемы пока не приходится. Предлагается множество методов обнаружения утечек, как расчетных, так и аппаратных, однако большинство из них либо не универсально, либо технологически сложно, либо очень затратно [3, 4, 5].

Особо актуальной является своевременная оценка аварийных утечек нефти при эксплуатации морских подводных трубопроводов. Анализ эксплуатации морских нефтегазопроводов, осуществляющих сбор и транспортировки продукции скважин со стационарных платформ, показывает, что самой уязвимой точкой в системе является место соединения стояка (вертикального трубопровода) с линейной частью трубопровода.

Ниже (рис. 1) рассматривается процесс истечения жидкости в месте соединения стояка с линейной частью подводного трубопровода при постоянном напоре, создаваемом устьевым давлением скважин (или напором – $H_{y.c.}$).

Возможны также случаи истечения нефти при переменном напоре, когда количество притекающей из скважин к подводному трубопроводу жидкости доходит до нуля происходит опорожнение трубопровода. Некоторые из этих задач были рассмотрены ниже.

Схема утечки нефти в подводных трубопроводах при различных напорах представлена на рисунке.

Допустим, что в месте соединения (3) стояка с линейной частью (2) подводного трубопровода происходила утечка (4) с расходом Q_{yt} и приток нефти из скважин в трубопровод отсутствует, происходит опорожнения стояка (1) с уровня $H_{y.c.}$ до отметки напора – H_M . В рассматриваемом случае напор в стояке все время изменяется от величины $H_{y.c.}$ до величины. Для

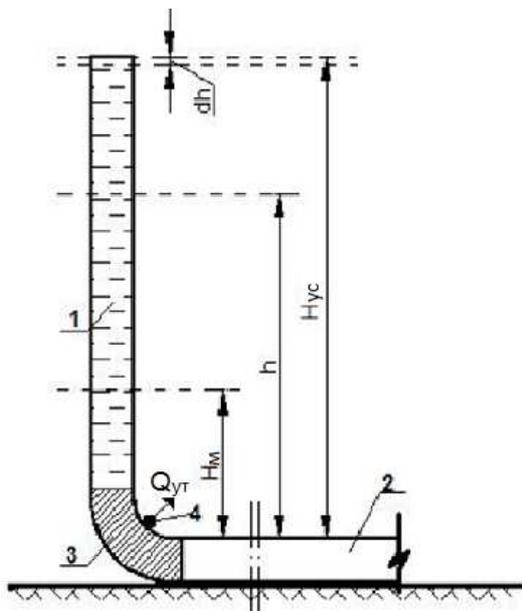


Рисунок 1 – Схема утечки нефти в стояке подводного трубопровода при различных напорах

бесконечно малого промежутка времени dt его можно считать постоянным и равным h , тогда

$$Q_{yt} \cdot dt = \mu F \sqrt{2gh} \cdot dt. \quad (1)$$

За время dt уровень жидкости в стояке опустится на величину dh , весьма малую по сравнению с h . В силу чего получим:

$$Q_y \cdot dt = -\frac{\pi d^2}{4} \cdot dh. \quad (2)$$

Знак минус означает, что величина h уменьшается. Следовательно,

$$\mu F \sqrt{2gh} \cdot dt = -\frac{\pi d^2}{4} \cdot dh. \quad (3)$$

Тогда из (3) получится:

$$dt = -\frac{\pi d^2 \cdot h^{\frac{1}{2}} \cdot dh}{4\mu F \sqrt{2g}}. \quad (4)$$

После интегрирования выражения (4) получим:

$$t = \frac{\pi d^2 (\sqrt{H_{y.c.}} - \sqrt{H_M})}{2\mu F \sqrt{2g}}. \quad (5)$$

Анализ (5) показывает, время опорожнения зависит, кроме напоров и диаметра стояка (d), также от площади отверстия (F) и коэффициента расхода, а полное опорожнение стояка происходит при снижении напора от $H_{y.c.}$ до H_M .

Представим, что истечения жидкости через отверстия в месте повреждения трубопровода происходит при постоянном напоре $H_{y.c.} = const$. Морской подводный трубопровод функционирует при наличии малой утечки (с расходом Q_{ym}) в низу стояка. Сравним время опорожнения стояка t со временем, за которое вытечет из стояка тот же объем V при постоянном напоре $H_{y.c.}$. При постоянном напоре $H_{y.c.}$

$$Q_{yt} = \mu F \sqrt{2gH_{y.c.}}. \quad (6)$$

При этом объем $V = \frac{\pi d^2}{4} (H_{y.c.} - H_M)$.

Следовательно, время истечения объема V при постоянном уровне будет:

$$t_1 = \frac{V}{Q} = \frac{\pi d^2 (H_{y.c.} - H_M)}{4\mu F \sqrt{2gH_{y.c.}}}. \quad (7)$$

Таким образом, из сравнения формул (5) и (7) видно, что время истечения при опорожнении стояка подводного трубопровода в

$\frac{1 - \sqrt{\frac{H_M}{H_{y.c.}}}}{2}$ раза больше времени истечения того же объема жидкости при постоянном напоре:

$$t_1 = \frac{1 - \sqrt{\frac{H_M}{H_{y.c.}}}}{2} \cdot t. \quad (8)$$

Выводы

Приведены расчетные формулы для определения времени истечения жидкости через отверстия в месте повреждения при постоянном и безнапорном режимах опорожнения стояка морского трубопровода.

Установлено, что время опорожнения стояка подводного морского нефтепровода больше времени истечения того же объема жидкости при постоянном напоре.

Литература

- 1 Инструкция по учету нефти при ее транспортировке. – Уфа: ВНИИСПТнефть, 1995. – 68 с.
- 2 Ишмухаметов И.Т. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, М.В. Лурье, С.И. Макаров. – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
- 3 Конотоп Д.Т. Интеграция системы обнаружения утечек с системой MOSCAD трубопровода Сургут Ю.Балык ООО «СУРГУТ-ГАЗПРОМА» // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2007. – № 5.
- 4 Контроль утечек нефти и нефтепродуктов на магистральных трубопроводах при эксплуатации. – М.: ВНИИОЭНГ, 1981. – С. 2-16.
- 5 Кравченко В.Ф. Охрана окружающей среды при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов // Обзоры зарубежной литературы. – М.: ВНИИОЭНГ, 1976.

Стаття надійшла до редакційної колегії
06.06.16

Рекомендована до друку
професором **Семенцовим Г.Н.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Ісмайловим Г.Г.**
(Азербайджанський державний університет
нафти і промисловості, м. Баку)