

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 532.529:534.2

doi: 10.26907/2541-7746.2021.1.48-58

## ЭВОЛЮЦИЯ АКУСТИЧЕСКИХ ИМПУЛЬСОВ В ПОВРЕЖДЕННЫХ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ

*В.Ш. Шагапов<sup>1</sup>, Э.В. Галлякбарова<sup>2</sup>, З.Р. Хакимова<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>*Институт механики им. Р.Р. Мавлютова - обособленное структурное подразделение  
УФИЦ РАН, г. Уфа, 450054, Россия*

<sup>2</sup>*Уфимский государственный нефтяной технический университет,  
г. Уфа, 450062, Россия*

### Аннотация

Исследована динамика импульсного сигнала, распространяющегося по углеводородной жидкости, которой заполнен нефтепродуктопровод. Последний находится в грунте и имеет участок, подверженный коррозии. Полагается, что длина волны сканирующего импульса меньше длины пораженного участка и что интенсивность утечки углеводородной жидкости полностью лимитируется проницаемостью грунта. Получены дисперсионные выражения для распространения импульсного сигнала на участке с коррозионным повреждением. Проанализированы зависимости фазовой скорости, коэффициента затухания и коэффициента отражения на границе поврежденного участка от частоты сигнала. Исследовано влияние радиуса канала и проницаемости грунта на коэффициент затухания, а также влияние радиуса канала на фазовую скорость.

**Ключевые слова:** импульс, трубопровод, жидкость, фильтрация, грунт

### Введение

Для транспортировки сырой нефти и нефтепродуктов из районов добычи, производства и хранения до мест потребления, таких как нефтебазы, пункты разлива в цистерны промышленных предприятий или нефтеперерабатывающих заводов используются нефтепродуктопроводы [1], которые характеризуются значительной протяженностью линейной части (десятки километров), высокой пропускной способностью, диаметрами труб от 30 до 140 см, толщиной стенок труб, определяемой проектным давлением от 1.2 до 10 МПа.

Проблемами эксплуатации нефтепродуктопроводов является своевременное обнаружение местонахождения поврежденных участков, через которые происходят утечки жидкости, загрязняющие окружающую среду. Недостатки современных методов мониторинга состояния целостности нефтепродуктопроводов связаны с малой оперативностью определения поврежденного участка, дорогостоящим оборудованием.

Представляется, что метод акустического сканирования, предполагающий создание импульсного сигнала конечной длительности в жидкости (например, с помощью поршневой системы), позволит анализировать дефекты труб дистанционно с помощью системы контроля с использованием особенностей затухания сканирующего импульсного сигнала при распространении по жидкости и дисперсии этого сигнала на поврежденном участке. Теория акустического сканирования труб обсадных колонн нефтяных и газовых скважин представлена в работах [2–7], наземных

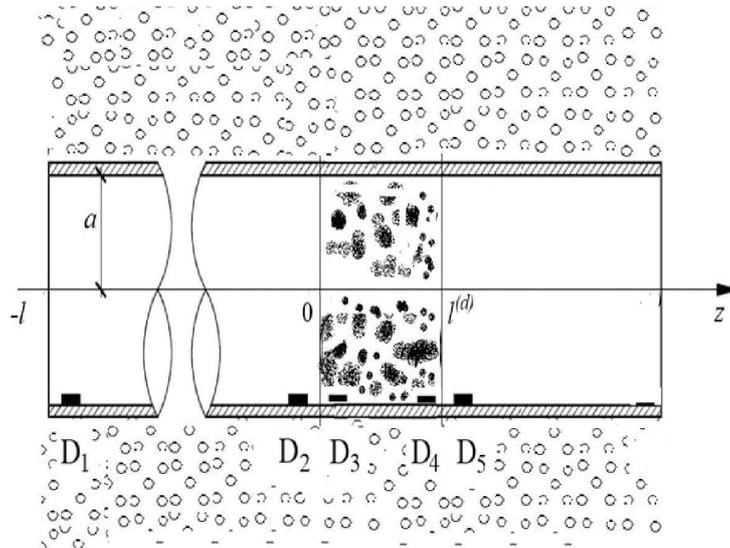


Рис. 1. Схема трубы с протяженным поврежденным участком

трубопроводов в [8, 13]. В работах [9, 10] показано, что с помощью интеллектуальной системы контроля [11, 12] можно «уловить» утечку в трубопроводе на ранних стадиях падения давления по импульсам, отраженным от поврежденного участка. В работе [14] рассмотрено акустическое сканирование подземного трубопровода, заполненного жидкостью (или газом), в длинноволновом приближении, когда длина волны сканирующего импульса превосходит длину поврежденного участка, и участок трубопровода с повреждением принят за отражающую поверхность.

В настоящей работе исследуется динамика акустического импульса в подземном нефтепродуктопроводе, имеющем протяженный поврежденный участок.

### 1. Постановка задачи

Изучается горизонтальный полубесконечный трубчатый канал (нефтепродуктопровод), окруженный пористой средой и содержащий поврежденный участок, пораженный коррозией (рис. 1). В исходном состоянии ( $t < 0$ ) вне канала нормальное атмосферное давление равно  $p_a$ , сам канал заполнен углеводородной жидкостью, давление в котором тоже равно  $p_a$ :  $p_0 = p_a$ .

Предполагается, что в начальный период на границе нефтепродуктопровода создается импульсный сигнал конечной длительности с длиной волны  $\lambda$  ( $\lambda = C\Delta t$ ,  $C$  – скорость звука,  $\Delta t$  – временная протяженность сигнала), превышающей диаметр канала ( $\lambda > 2a$ ) [15]. Импульсный сигнал распространяется в жидкости вдоль нефтепродуктопровода в виде плоскоодномерной волны вдоль оси  $Oz$ .

На затухание импульсного сигнала влияет сила вязкого трения жидкости, которая проявляется в тонком пограничном слое, вблизи поверхности стенок канала, поэтому для гармонических волн должно выполняться условие [8, 13, 14]:  $a \gg 2\sqrt{\nu/\omega}$ , где  $\nu$  – коэффициент кинематической вязкости жидкости,  $\omega$  – круговая частота.

Полагается, что длина волны сканирующего импульса меньше протяженности поврежденного участка  $l^{(d)}$  ( $\lambda < l^{(d)}$ ). Глубина проникновения фильтрационных возмущений в грунте при распространении волн в канале от поврежденного участка значительно меньше, чем линейные расстояния поврежденной поверхности на стенке канала.

На рис. 1 представлены датчики-анализаторы сигналов  $D_1, D_2, D_3, D_4$  и  $D_5$ , а также указаны зоны для импульсного сигнала:

- 1)  $-l < z < 0$ ;
- 2)  $0 < z < l^{(d)}$ ;
- 3)  $l^{(d)} < z < \infty$ ,

где зона  $0 < z < l^{(d)}$  – поврежденный участок. Границы поврежденного участка  $z = 0$  и  $z = l^{(d)}$  примем за отражающие поверхности.

## 2. Математическая модель

Система основных уравнений, описывающая распространение импульсного сигнала по каналу, заполненному жидкостью на поврежденном участке ( $0 < z < l^{(d)}$ ), выражает законы сохранения масс и импульса и в одномерном случае имеет вид [13, 17]

$$\frac{1}{C^2} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 \frac{\partial w}{\partial z} = -\frac{2\rho u \beta}{a}, \quad u = \frac{k_{\text{гр}}}{\mu \sqrt{\pi \kappa_{\text{гр}}}} \int_{-\infty}^t \frac{\partial p / \partial \tau}{\sqrt{t - \tau}} d\tau, \quad \kappa_{\text{гр}} = \frac{k_{\text{гр}} \rho_0 C^2}{m_{\text{гр}} \mu}, \quad (1)$$

где  $p$  и  $w$  – возмущения давления и скорости,  $C$  – скорость звука в жидкости,  $u$  – скорость фильтрации жидкости в грунт,  $\beta$  – относительная площадь поверхности повреждения,  $\kappa_{\text{гр}}$  – коэффициент пьезопроводности грунта,  $k_{\text{гр}}$  и  $m_{\text{гр}}$  – коэффициенты проницаемости и пористости грунта соответственно;

$$\rho_0 \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial z} = -\frac{2\sigma}{a}, \quad \sigma = \frac{\mu}{\sqrt{\pi \nu}} \int_{-\infty}^t \frac{\partial w / \partial \tau}{\sqrt{t - \tau}} d\tau, \quad \nu = \frac{\mu}{\rho_0}, \quad (2)$$

где  $\sigma$  – касательное напряжение на поверхности стенки канала, выражение для которого записано согласно [8, 13, 14, 16].

На границах поврежденного участка  $z = 0$  и  $z = l^{(d)}$  должны быть непрерывны возмущения давления и скорости

$$p^{(1)}|_{z=0} = \tilde{p}, \quad p^{(2)}|_{z=l^{(d)}} = \tilde{\tilde{p}}, \quad w^{(1)}|_{z=0} = \tilde{w}, \quad w^{(1)}|_{z=l^{(d)}} = \tilde{\tilde{w}}, \quad (3)$$

где  $\tilde{p}$  и  $\tilde{w}$  – возмущение давления и скорости на отражающей границе  $z = 0$ ;  $\tilde{\tilde{p}}$  и  $\tilde{\tilde{w}}$  – возмущение давления и скорости на отражающей границе  $z = l^{(d)}$ . Здесь и далее верхними индексами “(1)” и “(2)” отмечены возмущения для давления  $p$  и скорости  $w$  соответственно на участках  $-l < z < 0$  и  $l^{(d)} < z < \infty$ .

Решения системы (1)–(2) ищем в виде затухающих гармонических волн

$$p = A_p \exp[i(Kz - \omega t)], \quad w = A_w \exp[i(Kz - \omega t)]. \quad (4)$$

Здесь  $K = k + i\delta$  – волновой вектор,  $i = \sqrt{-1}$ ,  $A_p$  и  $A_w$  – амплитуды возмущений давления и скорости соответственно.

После несложных преобразований системы (1)–(2) с учетом (4) получаем дисперсионное уравнение на поврежденном участке

$$K = \pm \frac{\omega}{C} \sqrt{\left(1 + \frac{1}{a} \sqrt{\frac{2\nu}{\omega}} (1+i)\right) \left(1 + \frac{\beta m_{\text{гр}}}{a} \sqrt{\frac{2\kappa_{\text{гр}}}{\omega}} (1+i)\right)}, \quad (5)$$

где знаки “+” и “-” перед правой частью соответствуют волнам, распространяющимся слева в правую сторону и справа в левую сторону;  $a$  – радиус канала;

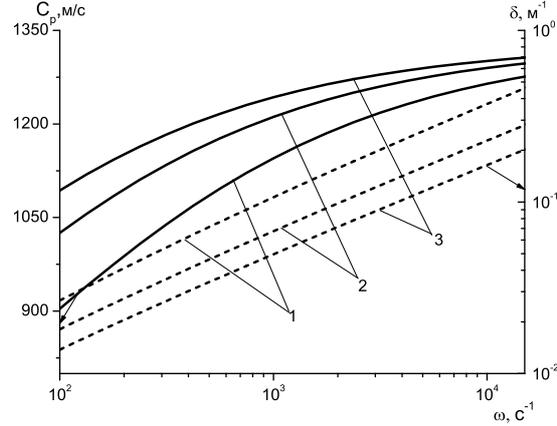


Рис. 2. Фазовая скорость (сплошная линия) и коэффициент затухания (пунктирная линия) в зависимости от частоты на поврежденном участке для различных радиусов канала, заполненного керосином: линии 1–3  $a = 0.3; 0.5; 0.7$  м

величина  $a_{(\omega)}^{(\mu)} = \sqrt{\nu/\omega}$  выражают характерную глубину проникания поперечных волн в вязкой жидкости [15]. Из уравнения (5) при  $\beta = 0$  получается дисперсионное уравнение [13] для зон  $-l < z < 0$  и  $l^{(d)} < z < \infty$ .

Для коэффициентов отражения  $\tilde{N}$  и  $\tilde{\tilde{N}}$ , прохождения  $\tilde{M}$  и  $\tilde{\tilde{M}}$  импульсного сигнала от границ пораженного коррозией участка  $z = 0$  и  $z = l^{(d)}$  с учетом условия (3) имеем

$$\begin{aligned} \tilde{M} &= \frac{2}{1+D}, & \tilde{N} &= \tilde{M} - 1, & \tilde{\tilde{M}} &= \frac{2}{1+1/D}, & \tilde{\tilde{N}} &= \tilde{\tilde{M}} - 1, \\ D &= \sqrt{1 + \frac{\beta m_{\text{gr}}}{a} \sqrt{\frac{2\kappa_{\text{gr}}}{\omega}} (1+i)}. \end{aligned} \quad (6)$$

В качестве диагностического сигнала используется давление колоколообразной формы с амплитудой  $\Delta p_0$ :

$$\tilde{p}^{(0)} = \Delta p(t) = \Delta p_0 \exp\left(-\left(\frac{t-t_0}{\Delta t_0/6}\right)^2\right).$$

Для расчета факторов, искажающих импульсный сигнал при распространении по каналу, использовались преобразование Фурье [18] и программа быстрого преобразования для численной реализации [19, 20].

### 3. Результаты расчетов

На рис. 2 показано влияние радиуса канала на зависимости фазовой скорости (сплошная линия) и коэффициента затухания (пунктирная линия) от частоты на пораженном коррозией участке: линии 1–3 соответствуют радиусам канала  $a = 0.3; 0.5; 0.7$  м. Рассматривается труба с величиной повреждения  $\beta = 0.5$ , заполненная керосином ( $\rho_0 = 820$  кг/м<sup>3</sup>;  $\mu = 1.49 \cdot 10^{-3}$  Па·с;  $C = 1330$  м/с;  $\nu = 1.8 \cdot 10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с), окруженная проницаемой пористой средой ( $k_{\text{gr}} = 10^{-10}$  м<sup>2</sup>,  $m_{\text{gr}} = 0.2$ ). Увеличение радиуса канала приводит к снижению коэффициента затухания. Так, при круговой частоте  $\omega = 4 \cdot 10^3$  с<sup>-1</sup> увеличение радиуса канала

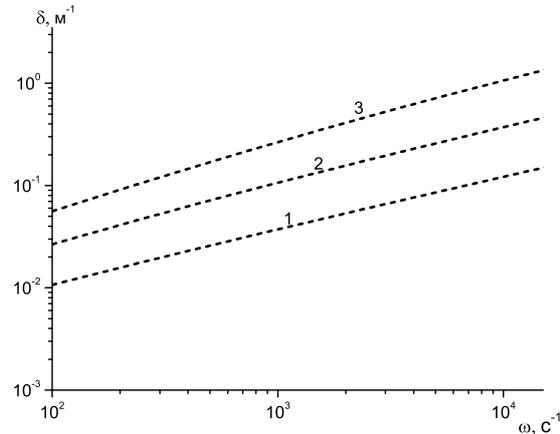


Рис. 3. Зависимости коэффициента затухания от частоты на поврежденном участке для канала радиуса  $a = 3 \cdot 10^{-1}$  м, заполненного керосином, построенные для различных значений коэффициента проницаемости грунта. Линии 1–3 соответствуют значениям  $k_{\text{гр}} = 10^{-11}$ ;  $10^{-10}$ ;  $10^{-9}$  м<sup>2</sup>

примерно в два раза (от 0.3 до 0.7 м) приводит к снижению коэффициента затухания в два раза (от 0.2 до 0.1 м<sup>-1</sup>), то есть характерное расстояние, на котором амплитуда сигнала уменьшается в “е” раз, увеличивается с 5 до 10 м. Кроме того, при увеличении радиуса канала наблюдается меньшее отличие фазовой скорости от скорости звука в керосине. Так, при круговой частоте  $\omega = 4 \cdot 10^3$  с<sup>-1</sup> увеличение радиуса канала от 0.3 до 0.7 м приводит к увеличению фазовой скорости от 1200 до 1300 м/с.

На рис. 3 проанализировано влияние фильтрационных характеристик грунта на зависимость коэффициента затухания от частоты: линии 1–3 соответствуют значениям  $k_{\text{гр}} = 10^{-11}$ ;  $10^{-10}$ ;  $10^{-9}$  м<sup>2</sup>. Остальные расчетные параметры такие же, как для рис. 2. Видно, что увеличение проницаемости грунта приводит к увеличению затухания сигнала. Так, при круговой частоте  $\omega = 4 \cdot 10^3$  с<sup>-1</sup> изменение проницаемости грунта в 100 раз (от  $10^{-11}$  до  $10^{-9}$  м<sup>2</sup>) приводит к росту коэффициента затухания примерно в десять раз (от 0.05 до 0.5 м<sup>-1</sup>).

На рис. 4 на основе формулы (6) проанализировано влияние величины повреждения на зависимость модуля коэффициента отражения  $|\tilde{N}|$  от частоты: линии 1–3 соответствуют  $\beta = 0.3$ ; 0.5; 0.9. Из рисунка видно, что с увеличением относительной площади повреждения модуль коэффициента отражения слабо растет. Так, при круговой частоте  $\omega = 4 \cdot 10^3$  с<sup>-1</sup> увеличение величины относительной площади повреждения в три раза (от 0.3 до 0.9) приводит к росту модуля коэффициента отражения в два раза (от 0.05 до 0.1), и соответствует слабому «эху» сигнала.

На рис. 5 приведены расчетные осциллограммы, иллюстрирующие эволюцию импульсного сигнала с характерной временной протяженностью  $\Delta t_0 = 10^{-3}$  с. Расстояние до начала поврежденного участка  $l = 1$  км, длина поврежденного участка  $l^{(d)} = 3$  м, характеристика повреждения  $\beta = 0.7$ . Окружающая канал пористая среда  $k_{\text{гр}} = 10^{-11}$  м<sup>2</sup>,  $m_{\text{гр}} = 0.2$  однородная. На осциллограмме датчика  $D_1$  первый всплеск представляет собой начальный импульс, который доходит до повреждения ( $z = 0$ ) несколько ослабленным (первый всплеск на осциллограмме датчика  $D_2$ ). Далее этот импульс отражается (второй всплеск на осциллограмме  $D_2$ ) от границы  $z = 0$  и возвращается к датчику  $D_1$  (второй всплеск). Подошедший

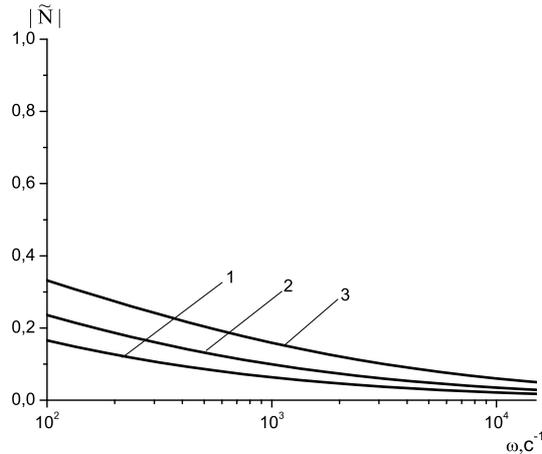


Рис. 4. Зависимости модуля коэффициента отражения от частоты при различных значениях величины повреждения  $\beta$ , линии 1-3 соответствуют  $\beta = 0.3$ ;  $0.5$ ;  $0.9$  ( $a = 0.3$  м,  $k_{gr} = 10^{-10}$  м<sup>2</sup>,  $m = 0.2$ )

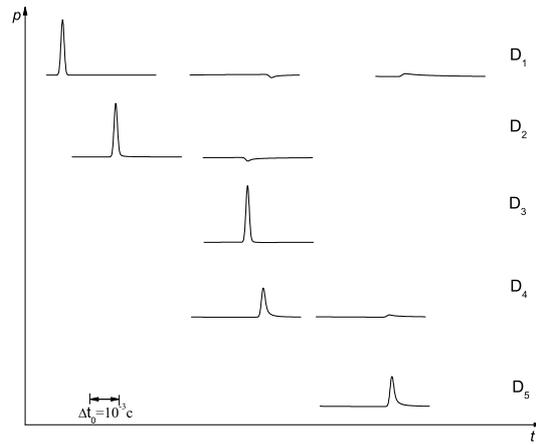


Рис. 5. Расчетные осциллограммы эволюции импульсного сигнала от коррозионного участка в канале заполненного керосином радиуса  $a = 0.3$  м, окруженного проницаемой пористой средой  $k_{gr} = 10^{-11}$  м<sup>2</sup>,  $m_{gr} = 0.2$

к границе  $z = 0$  импульс распространяется в зону повреждения и фиксируется датчиком  $D_3$ , доходит до границы  $z = l^{(d)}$  (первый всплеск на осциллограмме  $D_4$ ) и отражается (второй всплеск на осциллограмме  $D_4$ ). Отраженный импульс доходит до  $z = 0$  и далее фиксируется датчиком  $D_1$  (третий всплеск на осциллограмме). На осциллограмме  $D_5$  – прошедший через правую границу повреждения  $z = l^{(d)}$  импульс. Переотразившийся импульс в показаниях датчика  $D_5$  имеет сильные искажения формы.

### Заключение

Предложена математическая модель акустического зондирования подземных нефтепродуктопроводов с протяженными поврежденными участками. Актуальность проведенных исследований обусловлена необходимостью в рекомендациях

по усовершенствованию методов оперативного обнаружения повреждений нефтепродуктопроводов на ранних этапах истечения углеводородной жидкости через поврежденные участки в грунт. Рассмотрена задача о взаимодействии импульсного сигнала с повреждениями из-за проржавления стенок канала. Выявлены особенности дисперсии импульсного сигнала на поврежденном участке в зависимости от радиуса канала, фильтрационных характеристик грунта и величины повреждения стенки канала.

Установлено, что «эхо» сигнала от повреждений слабое, модуль коэффициента отражения сигнала от границы поврежденного участка составляет не более 10% от сканирующего импульсного сигнала. Таким образом, чтобы уловить «эхо» сигнала на ранних этапах истечения жидкости через поврежденный участок с коррозией, необходимы достаточно точные устройства для образования сканирующего сигнала заданной длительности и амплитуды, а также высокочувствительные датчики-анализаторы сигналов.

### Литература

1. Васильев Г.Г., Коробков Г.Е., Коршак А.А., Лурье М.В., Писаревский В.М., Прохоров А.Д., Сощенко А.Е., Шаммазов А.М. Трубопроводный транспорт нефти. – М.: Недра, 2002. – Т. 1 – 406 с.
2. Biot M.A. Propagation of elastic waves in a cylindrical bore containing a fluid // J. Appl. Phys. – 1952. – V. 23, No 9. – P. 497–509. – doi: 10.1063/1.1702365.
3. Shagapov V.Sh., Khlestkina N.M., Lhuillier D. Acoustic waves in channels with porous and permeable walls // Transp. Porous Media. – 1999. – V. 35, No 3. – P. 327–344. – doi: 10.1023/A:1006507026697.
4. Булатова З.А., Гумерова Г.А., Шагапов В.Ш. Об эволюции акустических волн в каналах, имеющих участки с проницаемыми стенками и окруженных неоднородной пористой средой // Акуст. журн. – 2002. – Т. 48, № 3. – С. 300–308.
5. Шагапов В.Ш., Булатова З.А., Щеглов А.В. К возможности акустического зондирования газовых скважин // Инж.-физ. журн. – 2007. – Т. 80, № 4. – С. 118–126.
6. Nigmatulin R.I., Gubaydullin A.A., Shagapov V.Sh. Numerical investigation of shock and thermal waves in porous saturated medium with phase transitions // Porous Media: Physics, Models, Simulation: Proc. Int. Conf. / Ed. by A. Dmitrievsky, M. Panfilov. – World Sci. Publ., 2000. – P. 3–31. – doi: 10.1142/9789812817617\_0001.
7. Хусаинов И.Г. Акустическое зондирование перфорированных скважин короткими волнами // Прикл. механика и техн. физика. – 2013. – Т. 54, № 1. – С. 86–93.
8. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. К теории акустического сканирования трубопроводов с поврежденными участками // Труды Ин-та механики им. Р.Р. Мавлютова УНЦ РАН. – 2016. – Т. 11, № 2. – С. 263–271. – doi: 10.21662/uim2016.2.038.
9. Галиакбарова Э.В., Галиакбаров В.Ф. Импульсное сканирование нефтепроводов для обнаружения утечек // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефтепродуктов. – 2012. – № 3. – С. 162–168.
10. Галиакбарова Э.В. Волновые исследования нефтепродуктопроводов для обнаружения «утечек» // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10, № 2. – С. 44–48.
11. Пат. 2197679. Российская Федерация. Способ определения места утечки жидкости из трубопровода / В.Ф. Галиакбаров, А.А. Гольянов, Г.Е. Коробков. – № 2001108766/06, заявл. 03.04.2001, опубл. 27.01.2003. – 4 с.
12. Пат. 2606719. Российская Федерация. Система контроля состояния трубопровода / В.Ф. Галиакбаров, Э.В. Галиакбарова, В.Д. Ковшов, Ф.М. Аминев, З.Р. Хакимова. – № 2015154274, заявл. 16.12.2015, опубл. 10.01.2017, Бюл. № 1. – 11 с.

13. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. К теории акустического зондирования трубчатых каналов, содержащих участки с нарушением герметичности // Инж.-физ. журн. – 2018. – Т. 91, № 3. – С. 709–719.
14. Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хусаинов И.Г., Хакимова З.Р. Акустическое сканирование поврежденных трубопроводов, находящихся в грунте // Прикл. механика и техн. физика. – 2018. – Т. 59, № 4. – С. 169–178. – doi: 10.15372/PMTF20180420.
15. Исакович М.А. Общая акустика. – М.: Наука, 1973. – 496 с.
16. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Гидродинамика. – М.: Наука, 1986. – 733 с.
17. Кочин Н.Е., Кибель И.А., Розе Н.В. Теоретическая гидродинамика. – М.: Физматгиз, 1963. – Ч. II. – 728 с.
18. Тихонов А.Н., Самарский А.А. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1972. – 736 с.
19. Ефимов В.А. Математический анализ (специальные разделы) – М.: Высш. шк., 1980. – Ч. I. – 279 с.
20. Губайдуллин А.А., Болдырева О.Ю. Компьютерное моделирование волновых процессов в пористых средах // Вестн. кибернетики. – 2016. – № 2. – С. 103–111.

Поступила в редакцию  
25.11.2020

---

**Шагапов Владислав Шайхулагзамович**, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник

Институт механики им. Р.Р. Мавлютова – обособленное структурное подразделение УФИЦ РАН

пр-т Октября, д. 71, г. Уфа, 450054, Россия

E-mail: [Shagapov@rambler.ru](mailto:Shagapov@rambler.ru)

**Галиакбарова Эмилия Вильевна**, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры информационных технологий и прикладной математики

Уфимский государственный нефтяной технический университет

ул. Космонавтов, д. 1, г. Уфа, 450062, Россия

E-mail: [emi.galiakbar@yandex.ru](mailto:emi.galiakbar@yandex.ru)

**Хакимова Зульфья Разифовна**, старший преподаватель кафедры информационных технологий и прикладной математики

Уфимский государственный нефтяной технический университет

ул. Космонавтов, д. 1, г. Уфа, 450062, Россия

E-mail: [zulfya.hakimova@yandex.ru](mailto:zulfya.hakimova@yandex.ru)

UCHENYE ZAPISKI KAZANSKOGO UNIVERSITETA.  
SERIYA FIZIKO-MATEMATICHESKIE NAUKI  
(Proceedings of Kazan University. Physics and Mathematics Series)

2021, vol. 163, no. 1, pp. 48–58

ORIGINAL ARTICLE

doi: 10.26907/2541-7746.2021.1.48-58

**Evolution of Acoustic Pulses in Damaged Underground Pipelines**

*V.Sh. Shagapov<sup>a\*</sup>, E.V. Galiakbarova<sup>b\*\*</sup>, Z.R. Chakimova<sup>b\*\*\*</sup>*

<sup>a</sup>*Mavlyutov Institute of Mechanics – Subdivision of the Ufa Federal Research Centre, Russian Academy of Sciences, Ufa, 450054 Russia*

<sup>b</sup>*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, 450062 Russia*

E-mail: \**Shagapov@rambler.ru*, \*\**emi.galiakbar@yandex.ru*, \*\*\**zulfya.hakimova@yandex.ru*

Received November 25, 2020

**Abstract**

The research is of increasing relevance due to the need for recommendations on improving the existing methods for rapid detection of pipeline damage at the early stages of hydrocarbon liquid flow into the ground through the damaged areas. To detect possible pipeline damage that occurs during the transportation of hydrocarbon liquids, a technique of pressure pulse probing in the liquid filling the channel is proposed. A theoretical model of propagation of finite-duration pulses through an underground pipeline with corrosion-rusted damages in the short-wave approximation is developed. Integro-differential equations that take into account the manifestation of viscosity in a liquid in the boundary layer near the inner surface of the pipeline wall are obtained. Dispersion expressions for the distribution of the pulse signal within the corroded area are induced, and the reflection and transmission coefficients are determined based on the boundary conditions for the damage. The dynamics of pulses in the pipeline is studied using the fast Fourier transform. The features of pulse signal dispersion in the area of corrosion depending on the channel radius, soil filtration characteristics, and the amount of damage to the channel wall are revealed. The theoretical calculations show that the “echo” of the signal from the damage is weak, and the modulus of the coefficient of signal reflection from the border of the damaged area is no more than 10% of the scanning pulse signal. Therefore, in order to catch the “echo” of the signal at the early stages of the liquid flow through the corroded section of the pipeline, sufficiently accurate devices are needed to generate a scanning signal of a given duration and amplitude, as well as highly sensitive sensors – signal analyzers. The theoretical results of the research serve as a basis of the patent for the invention.

**Keywords:** pulse, pipeline, liquid, filtration, soil

**Figure Captions**

Fig. 1. Scheme of the pipeline segment with a damaged area.

Fig. 2. Phase velocity (solid line) and attenuation coefficient (dashed line) depending on the frequency range within the damaged area for different radii of the channel filled with kerosene: lines 1–3  $a = 0.3; 0.5; 0.7$  m.

Fig. 3. Dependencies of the attenuation coefficient on the frequency range within the damaged area for the channel radius  $a = 3 \cdot 10^{-1}$  m filled with kerosene that are constructed

for different values of the soil permeability coefficient. Lines 1–3 correspond to  $k_{gr} = 10^{-11}$ ;  $10^{-10}$ ;  $10^{-9}$  m<sup>2</sup>.

Fig. 4. Dependencies of the modulus of the coefficient of signal reflection on the frequency at different damage values  $\beta$ , lines 1–3 correspond to  $\beta = 0.3$ ; 0.5; 0.9 ( $a = 0.3$  m,  $k_{gr} = 10^{-10}$  m<sup>2</sup>,  $m = 0.2$ ).

Fig. 5. Calculated oscillograms showing the evolution of the pulse signal from the area of corrosion in the channel filled with kerosene, having the radius  $a = 0.3$  m, and surrounded by the porous saturated medium  $k_{gr} = 10^{-11}$  m<sup>2</sup>,  $m_{gr} = 0.2$ .

### References

1. Vasil'ev G.G., Korobkov G.E., Korshak A.A., Lurie M.V., Pisarevskii V.M., Prokhorov A.D., Soshchenko A.E., Shammazov A.M. *Truboprovodnyi transport nefti* [Pipeline Transport of Oil]. Vol. 1. Moscow, Nedra, 2002. 406 p. (In Russian)
2. Biot M.A. Propagation of elastic waves in a cylindrical bore containing a fluid. *J. Appl. Phys.*, 1952, vol. 23, no. 9, pp. 497–509. doi: 10.1063/1.1702365.
3. Shagapov V.Sh., Khlestkina N.M., Lhuillier D. Acoustic waves in channels with porous and permeable walls. *Transp. Porous Media*, 1999, vol. 35, no. 3, pp. 327–344. doi: 10.1023/A:1006507026697.
4. Bulatova Z.A., Gumerova G.A., Shagapov V.Sh. Evolution of acoustic waves in channels with permeable-wall regions in an inhomogeneous porous medium. *Acoust. Phys.*, 2002, vol. 48, no. 3, pp. 254–262. doi: 10.1134/1.1478107.
5. Shagapov V.Sh., Bulatova Z.A., Shcheglov A.V. On the possibility of acoustic probing of gas wells. *J. Appl. Mech. Tech. Phys.*, 2007, vol. 80, no. 4, pp. 760–768. doi: 10.1007/s10891-007-0103-z.
6. Nigmatulin R.I., Gubaydullin A.A., Shagapov V.Sh. Numerical investigation of shock and thermal waves in porous saturated medium with phase transitions. *Porous Media: Physics, Models, Simulation: Proc. Int. Conf. Dmitrievsky A., Panfilov M. (Eds.)*. World Sci. Publ., 2000, pp. 3–31. doi: 10.1142/9789812817617\_0001.
7. Khusainov I.G. Acoustic sounding of perforated wellbores by short waves. *J. Appl. Mech. Tech. Phys.*, 2013, vol. 54, no. 1, pp. 74–80. doi: 10.1134/S0021894413010094.
8. Shagapov V.S., Galiakbarova E.V., Khakimova Z.R. To the theory of acoustic scanning of pipelines with the damaged areas. *Tr. Inst. Mekh. im. R.R. Mavlyutova UNTs Ross. Akad. Nauk*, 2016, vol. 11, no. 2, pp. 263–271. (In Russian)
9. Galiakbarova E.V., Galiakbarov V.F. Pulse scanning of oil pipelines for detection of leaks. *Probl. Sborn. Podgot. Transp. Nefteprod.*, 2012, no. 3, pp. 162–168. (In Russian)
10. Galiakbarova E.V. Wave research on oil pipelines for detection of leaks. *Neftegazov. Delo*, 2012, vol. 10, no. 2, pp. 44–48. (In Russian)
11. Galiakbarov V.F., Gol'yanov A.A., Korobkov G.E. Way of definition of liquid leaks from the pipeline. Patent RF no. 2197679, 2003. (In Russian)
12. Galiakbarov V.F., Galiakbarova E.V., Kovshov V.D., Aminev F.M., Khakimova Z.R. System of pipeline condition control. Patent RF no. 2606719, 2017. (In Russian)
13. Shagapov V.S., Galiakbarova E.V., Khakimova Z.R. On the theory of acoustic sounding of tubular channels containing depressurization portions. *J. Eng. Phys. Thermophys.*, 2018, vol. 91, no. 3, pp. 663–672. doi: 10.1007/s10891-018-1788-x.
14. Shagapov V.S., Galiakbarova E.V., Khusainov I.G., Khakimova Z.R. Acoustic scanning of damaged pipelines in soil. *J. Appl. Mech. Tech. Phys.*, 2018, vol. 59, no. 4, pp. 724–732. doi: 10.1134/S002189441804020X.

15. Isakovich M.A. *Obshchaya akustika* [General Acoustics]. Moscow, Nauka, 1973. 496 p. (In Russian)
16. Landau L.D., Lifshitz E.M. *Gidrodinamika* [Hydrodynamics]. Moscow, Nauka, 1986. 733 p. (In Russian)
17. Kochin N.E., Kibel I.A., Rose N.V. *Teoreticheskaya gidrodinamika* [Theoretical Hydrodynamics]. Pt. II. Moscow, Fizmatgiz, 1963. 728 p. (In Russian)
18. Tikhonov A.N., Samarsky A.A. *Uravneniya matematicheskoi fiziki* [Equations of Mathematical Physics]. Moscow, Nauka, 1972. 736 p. (In Russian)
19. Efimov V.A. *Matematicheskii analiz* [Mathematical Analysis (Special Sections)]. Pt. I. Moscow, Vyssh. Shk., 1980. 279 p. (In Russian)
20. Gubaidullin A.A., Boldyreva O.Yu. Computer modeling of wave processes in porous media. *Vestn. Kibern.*, 2016, no. 2, pp. 103–111. (In Russian)

---

*Для цитирования:* Шагапов В.Ш., Галиакбарова Э.В., Хакимова З.Р. Эволюция акустических импульсов в поврежденных подземных трубопроводах // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. – 2021. – Т. 163, кн. 1. – С. 48–58. – doi: 10.26907/2541-7746.2021.1.48-58.

*For citation:* Shagapov V.Sh., Galiakbarova E.V., Chakimova Z.R. Evolution of acoustic pulses in damaged underground pipelines. *Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Fiziko-Matematicheskie Nauki*, 2021, vol. 163, no. 1, pp. 48–58. doi: 10.26907/2541-7746.2021.1.48-58. (In Russian)