

## Опыт выявления дефектов и трещин в крупноразмерных резервуарах для хранения углеводородов

*Д.т.н., профессор, заведующий кафедрой,  
директор Балаковского института техники, технологии и управления А.А. Землянский\*;  
доцент О.С. Вертынский,  
ГОУ ВПО Саратовский государственный технический университет*

**Ключевые слова:** резервуары для хранения нефтепродуктов; комплексное обследование; дефекты; трещины; ультразвуковой дефектоскоп

В последние годы в мировой практике особое внимание уделяется проблеме повышения эксплуатационной надёжности стальных вертикальных резервуаров (РВС) для хранения нефти и нефтепродуктов. Это обусловлено тем, что за последние тридцать лет в Европе и Японии произошел ряд серьёзных аварий крупных резервуаров ёмкостью от 30 до 80 тыс. м<sup>3</sup>, у которых толщина нижних поясов изменялась от 25 до 32 мм, а толщина окраек не превышала 16 мм [1,2,3,4].

После аварии в Японии резервуара ёмкостью 50 тыс. м<sup>3</sup> [5] были выполнены аналитические расчёты и необходимые эксперименты, показавшие, что напряжённо-деформированное состояние (НДС) вертикальной стенки и окраек в зоне уторного сварного шва с самого начала эксплуатации находилось в пластической стадии. Расчёты на малоцикловую усталость, произведённые японскими специалистами по методике Американского нефтяного института, показали, что при выявленном уровне НДС уторного шва указанный резервуар мог выдержать не более 40 циклов загрузки. В рассмотренном случае за 9 месяцев эксплуатации обследуемый резервуар выдержал всего 18 полных циклов загрузки и имел: нижний пояс толщиной 27 мм с окрайкой толщиной 12 мм, выполненный из высокопрочной стали марки HW50. Усталостная трещина возникла сразу в уторном шве и окрайке в зоне наибольших изгибающих напряжений и стала развиваться в двух направлениях: вдоль стенки резервуара в пределах 12,8 м и в радиальном направлении в окрайке в пределах 3 м. Аналогичные аварии произошли в Японии в резервуарах объёмом 38,65 и 80 тыс. м<sup>3</sup>.

Одновременно в Европе произошли характерные аварии резервуаров объёмом от 30 до 50 тыс. м<sup>3</sup>, у которых разрушения уторного шва достигли ещё более катастрофических размеров.

В работах В.В. Филиппова, В.А. Прохорова, С.В. Аргунова и Н.И. Буслаевой [6,7] проведён детальный анализ отказов и предаварийных ситуаций нефтеналивных резервуаров на нефтебазах республики САХА (Якутия). Так, в августе 1991 г. во время заполнения резервных резервуаров в п. Усть-Куйга последние получили значительные повреждения и вышли из строя. При этом во время аварии температура окружающей среды достигла +40°С, что привело к образованию трещин в уторных соединениях трёх резервуаров объёмом от 700 до 2000 м<sup>3</sup>. Геодезическая съёмка, выполненная после аварии, установила, что максимальное значение разности отметок в пределах разрушенных уторных соединений составило более 294 мм.

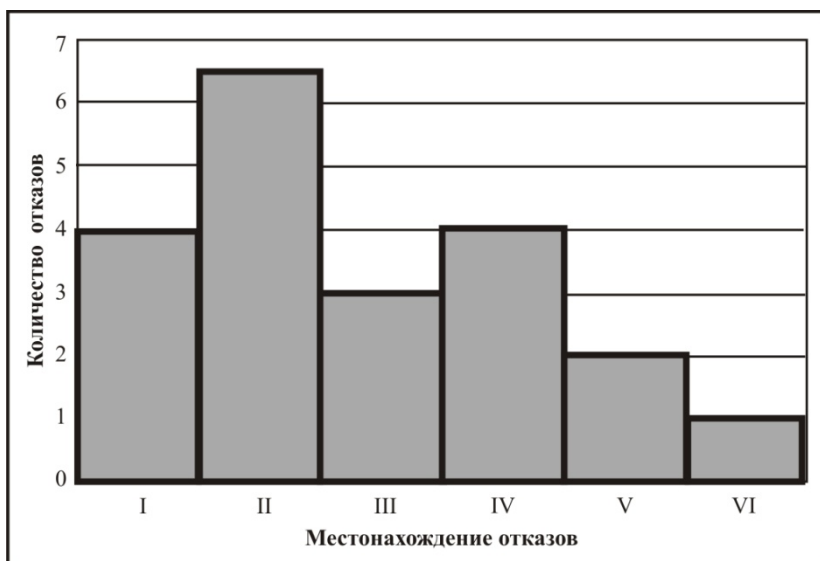
В 1990 г. на предприятии «Якутскнефтепродукт» Нижне-Бестяхской нефтебазы было произведено обследование технического состояния более 20 резервуаров объёмом от 1000 до 3000 м<sup>3</sup> [6]. При этом в ходе сезонного оттаивания и промерзания грунтов РВС была выявлена максимальная разность осадок окраек по периметру днища от 102 до 258 мм, что также стало причиной возникновения серьёзных аварийных ситуаций.

Распределение отказов обследованных резервуаров на указанных предприятиях в зависимости от их местонахождения представлено на рис. 1.

Одновременно в указанных резервуарах было выявлено множество дефектов, трещин и непроваров сварных швов как в уторном соединении, так и в днище.

Детальный анализ результатов комплексных обследований РВС и материалов, представленных на рис. 1, свидетельствует о том, что наиболее часто предаварийные либо аварийные ситуации возникают в самом опасном и перегруженном участке – уторном соединении стенки с днищем. Последнее объясняется тем, что в уторной зоне имеет место сложно-

напряженное состояние, обусловленное наличием как кольцевых растягивающих усилий, так и меридиональных напряжений изгиба от краевых моментов.



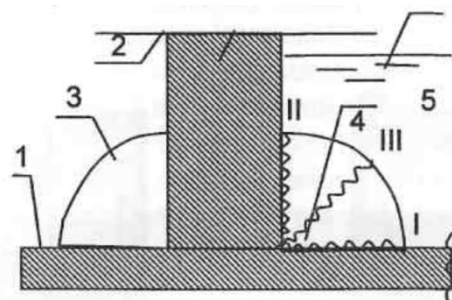
**Рисунок 1. Зависимость отказов резервуаров от их местонахождения:**

**I – отказы, расположенные в стенке; II – отказы, расположенные в уторных соединениях; III – отказы, расположенные в монтажных швах; IV – отказы, расположенные в патрубке; V – отказы, расположенные в днище; VI – отказы, расположенные в трубопроводе**

Как показывает практика, именно в уторном соединении образование трещин может происходить по трём характерным направлениям, представленным на рис. 2.

Образование указанных дефектов и трещин в уторном соединении, по мнению автора, обусловлено:

- активными коррозионными процессами, происходящими в этой зоне из-за наличия подтоварной воды;
- малоциклового усталостью металла в перегруженном сварном шве;
- наличием «остаточных» напряжений как в теле, так и в околошовной зоне сварного шва уторного соединения;
- возникновением «остаточных» напряжений непосредственно в вертикальной стенке резервуара в ходе формирования ее цилиндрической формы;
- возникновением сложнонапряжённого состояния вертикальной стенки в результате неравномерной осадки РВС;
- наличием высокого температурного градиента в вертикальной стенке из-за большого перепада температуры между хранимым нефтепродуктом и внешней средой;
- местной потерей устойчивости вертикальной стенки РВС как в горизонтальном, так и в вертикальном направлениях непосредственно в зоне уторного соединения.



**Рисунок 2. Схемы образования трещин в уторном соединении РВС: 1 – крайка; 2 – вертикальная стенка; 3 – внешний сварной шов; 4 – внутренний шов; 5 – хранимый нефтепродукт; I – усталостная трещина первого рода; II – усталостная трещина второго рода; III – усталостная трещина третьего рода**

Очень часто на практике возникает необходимость определения наличия трещин и расслоений в зоне внутреннего сварного шва уторного соединения вертикальной стенки и краек при полностью заполненном нефтепродуктом резервуаре. Данная задача до последнего времени решалась с очень большими трудозатратами и только после полного опорожнения РВС от нефтепродукта с помощью различных традиционных методов [8,9,10,11,12]:

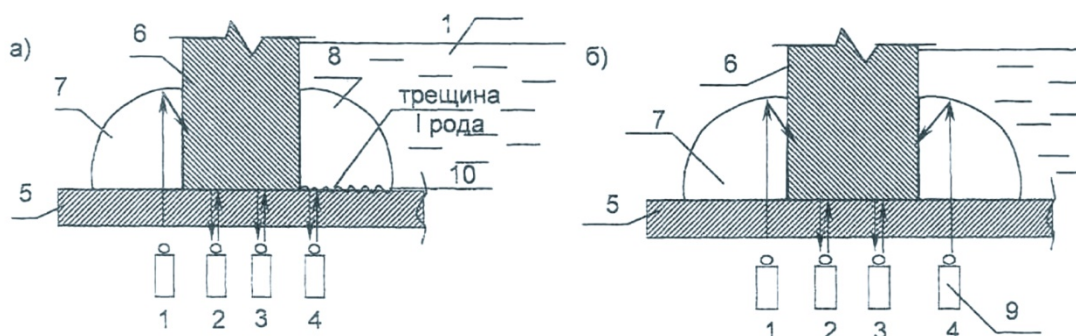
- метода проникающих сред;
- методов, основанных на использовании рентгено- и гаммаскопии;
- методов неразрушающей, ультразвуковой дефектоскопии;
- магнитно-порошковых методов;
- магнитографических методов.

Детальный анализ всех вышеуказанных методов позволил установить фактическую невозможность сколько-нибудь эффективного их использования для выявления трещинообразных дефектов внутренних сварных швов уторного соединения при полностью загруженном РВС.

Системный анализ поставленной задачи и всех существующих методов прямого и косвенного определения характерных трещин в указанном сварном шве исследуемого соединения позволил автору разработать нетрадиционный метод определения ожидаемых трещин. Метод основывается на использовании ультразвукового толщиномера модели УТ-93П по ТУ 25-7761.007-86 и разработанного автором модифицированного высокочувствительного магнитоупругого тестера, разрешающая способность которого превышает 0,1 МПа. Тестер применяется для оценки действующих и «остаточных» напряжений в ферромагнитных материалах [13, 14].

Выполненные автором модельные эксперименты и натурные исследования позволили разработать детальный сценарий и эффективную методику выявления характерных трещин I, II, и III рода (рис. 2) в исследуемом сварном шве.

Методика с использованием ультразвукового толщиномера УТ-93П для определения характерных горизонтальных трещин I рода предполагает три этапа. На первом этапе выполняется плановая тарировка указанного прибора. На втором этапе окрайка в зоне нахождения внутреннего сварного шва должна зачищаться снизу от коррозии для обеспечения акустического контакта датчика прибора УТ-93П и металла окрайки. Затем датчик устанавливается снизу на защищённое место окрайки непосредственно под внутренним сварным швом с обеспечением полного акустического контакта, как показано на рис. 3, а, б.

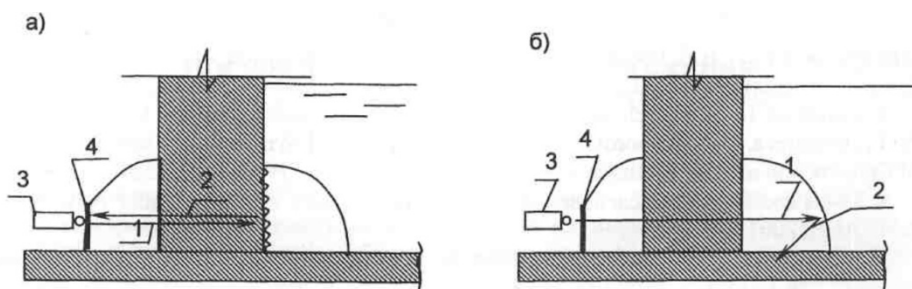


**Рисунок 3. Схема определения характерной горизонтальной трещины I рода во внутреннем сварном шве: а – схема прохождения ультразвука при наличии горизонтальной трещины в сварном шве; б – схема прохождения ультразвука при отсутствии горизонтальной трещины в сварном шве; 1, 2, 3, 4 – зоны установки акустического датчика; 5 – окрайка; 6 – вертикальная стенка; 7 – внешний сварной шов; 8 – внутренний сварной шов; 9 – акустический датчик; 10 – горизонтальная трещина I рода**

В случае наличия между окрайкой и вертикальной стенкой или внутренним сварным швом любой микротрещины или микрорасслоения посланный ультразвуковой сигнал отражается от верхней плоскопараллельной поверхности окрайки и вновь возвращается в тот же приёмно-передающий датчик, так как ультразвуковой толщиномер работает с одним и тем же универсальным датчиком в режиме эхолокации, как показано на рис. 3а, при установке датчика в зону 2, 3 и 4. При этом на цифровом табло прибора будет высвечиваться только толщина окрайки с точностью 0,1 мм, что является ярким признаком наличия горизонтальной микротрещины в исследуемом сварном шве.

При установке датчика в зону 1 на рис. 3а и в зону 4 на рис. 3б, когда горизонтальная трещина I рода в сварном шве отсутствует, ультразвук без каких-либо потерь пройдёт через окрайку непосредственно в сварной шов и, дойдя до его верхней поверхности, отразится от неё под некоторым углом, синхронным углу её наклона к горизонту, что не позволит указанному сигналу вновь вернуться в датчик, что в данном случае также является наглядным и косвенным признаком отсутствия в сварном шве ожидаемой горизонтальной трещины I рода.

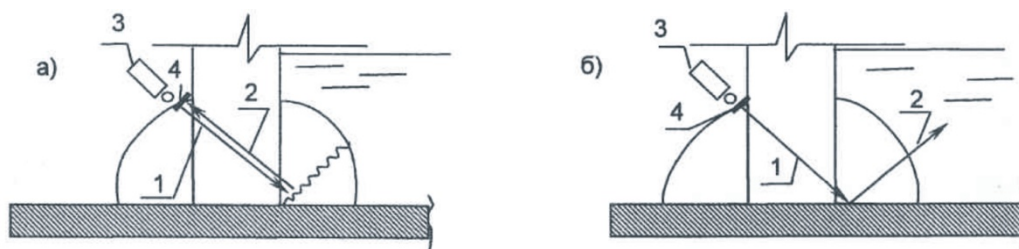
Вертикальная трещина **II рода** может быть выявлена подобным же образом, но с обязательным созданием на внешней поверхности сварного шва уторного соединения специальной рабочей площадки, плоскопараллельной вертикальной поверхности стенки, для установки акустического датчика, как показано на рис. 4 а, б. При этом все остальные измерения могут выполняться практически идентично вышеописанной процедуре.



**Рисунок 4. Схема определения вертикальных трещин II рода:**

**1 – посланный сигнал; 2 – отражённый сигнал; 3 – акустический датчик;  
4 – искусственно созданная рабочая площадка для установки датчика прибора УТ-93П**

Усталостную трещину **III рода**, расположенную под углом  $45^\circ$ , можно обнаружить только на основе создания на внешней поверхности сварного шва ещё одной специальной рабочей площадки, плоскопараллельной поверхности ожидаемой трещины, под углом  $45^\circ$  к горизонту, как показано на рис. 7 а, б. В этом случае при наличии трещины **III рода** отражённый сигнал будет принят, а в случае отсутствия трещины указанный сигнал будет теряться, что подтверждают и все выполненные модельные и натурные эксперименты.



**Рисунок 5. Схема определения характерных трещин III рода:**

**1 – посланный сигнал; 2 – отражённый сигнал; 3 – акустический датчик;  
4 – искусственно созданная рабочая площадка для установки датчика прибора УТ-93П**

Кроме отмеченного, с целью косвенного определения момента появления трещин **I, II, и III рода** в сварном шве уторного соединения автор предлагает применить магнитоупругий тестер. Он позволяет организовать активный мониторинг НДС вертикальной стенки в двух главных направлениях, устанавливая рабочие датчики на вертикальную стенку с максимальным приближением к уторному шву, соответственно, в горизонтальном и меридиональном направлениях. В результате, при постоянном уровне хранимого нефтепродукта в РВС и внезапном появлении во внутреннем сварном шве каких-либо усталостных трещин в контролируемой вертикальной стенке произойдет резкое увеличение кольцевых напряжений и синхронное уменьшение меридиональных напряжений, что будет зафиксировано с очень высокой точностью разработанной и апробированной магнитоупругой системой измерения [14].

В целом предложенная система активного мониторинга НДС резервуара и эффективная методика обнаружения усталостных трещин во внутреннем сварном шве уторного соединения позволит на практике значительно повысить общую эксплуатационную надёжность таких экологически опасных объектов как нефтеналивные резервуары большого объёма, а также резко уменьшить все затраты на плановые и внеплановые натурные обследования РВС без какого-либо удаления из них хранимых нефтепродуктов.

**Выводы:**

- разработанный авторами нетрадиционный метод определения ожидаемых трещин в уторном узле крупноразмерных резервуаров для хранения углеводородов на базе использования ультразвукового толщиномера модели УТ-93П и высокочувствительного магнитоупругого тестера позволяет на практике выявлять с высокой разрешающей способностью трещины и дефекты I, II и III рода;
- предложенный метод позволяет уменьшить финансовые, временные и технологические затраты на плановые и внеплановые натурные обследования РВС без какого-либо удаления из резервуаров хранимых нефтепродуктов;
- использование вышеописанного метода позволит на практике полностью предотвратить возникновение каких-либо предаварийных или аварийных ситуаций с экологически опасными объектами, к которым относятся все крупноразмерные резервуары для хранения углеводородов.

**Литература**

1. Беляев Б. Ф., Горицкий В. М., Кулахметьев Р. Р., Шнейдеров Г. Р.. Коррозионная повреждаемость стальных цилиндрических резервуаров для хранения нефти // Промышленное и гражданское строительство. 1998. № 5. С. 33–36.
2. Иванов С. Н., Голубева Н. В., Плаксин Ю. В. Влияние технологических несовершенств на безопасную эксплуатацию резервуаров // Промышленное и гражданское строительство. 1998. №5. С. 27–28.
3. Кондаков Г. П., Кузнецов В. В., Лукиенко М.И. Анализ причин аварий вертикальных цилиндрических резервуаров // Трубопроводный транспорт. 1994. № 5. С. 6–7.
4. Кузнецов В. В., Кондаков Г. П. Проблемы отечественного резервуаростроения // Промышленное и гражданское строительство. 1995. №5. С. 41–45.
5. Авария большого резервуара в Японии (перевод с английского) // Хайкан Гидзюцу. 1975. Т.8. №5. С. 128–142.
6. Филиппов В. В., Прохоров В. А., Аргунов С. В., Буслаева И. И. Техническое состояние резервуаров для хранения нефтепродуктов объединения «Якутнефтепродукт» // Известия вузов. Строительство. 1993. №7-8. С. 13–16.
7. Buslajeva I. I., Prohorov V. A.. Research of Deformation of Tank Foundation under Conditions of the North. // Geocryologic Problem of Construction in Eastern Russia and Northern China: Proceedings of International Symposium. Chita, 1998. Pp. 219–224.
8. Землянский А. А. Обследование и испытание зданий и сооружений. М. : АСВ, 2001. 240 с.
9. РД 08-95-95. Положение о системе технического диагностирования сварных вертикальных цилиндрических резервуаров для нефти и нефтепродуктов. М.: ПИО ОБТ, 2001. 39 с.
10. РД 39-0147103-385-87. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных трубопроводов. Уфа : ВНИИСПТнефть, 1988. 282 с.
11. РД 39-30-1284-85. Руководство по обследованию и дефектоскопии вертикальных стальных резервуаров. Уфа : ВНИИСПТнефть, 1986. 250 с.
12. Руководство по обследованию и дефектоскопии металлических резервуаров вместимостью от 100 до 50000 м<sup>3</sup>. Астрахань : Изд-во ЦНИЛ Госкомнефтепродукта РСФСР, 1990. 145 с.
13. Землянский А. А. Вопросы экспертизы технического состояния эксплуатируемых резервуаров для нефтепродуктов // Строительство и недвижимость, судебная экспертиза и оценка: материалы II Междунар. конф. Прага, 2004. С. 30–33.
14. Землянский А. А. Мониторинг и управление надёжностью зданий и сооружений различного назначения // Промышленное и гражданское строительство. 2004. № 9. С. 39.

*\*Анатолий Андреевич Землянский, г. Балаково, Россия*

*Тел. раб.: +7-927-225-86-92; эл. почта: director@bittu.org.ru*

# Experience of localization of faults and cracks in large size tank beds for carbone storage

A.A. Zemlyanskiy;  
O.S. Vertynskiy,

Saratov State Technical University, Saratov, Russia  
+7(927)225-86-92; e-mail: director@bittu.org.ru

## Key words

tank beds for oil products storage; complex investigation; faults; cracks; ultrasonic detector

## Abstract

During the last thirty years a bundle of accidents in large size tank beds for carbon storage was fixed. In spite of it there is not any existed method for effective detection of faults and cracks in filled up tank beds.

In this article a variety of emergency situations with tank beds for oil products storage was analyzed and new technical decisions were suggested. These decisions are based on usage of devices of nondestructive testing for localization of fatigue cracks in the circumference weld of large size tanks and organization of monitoring of deflected mode of an object by way of finding moment of cracks formation

The devices applied in this method are ultra-sonic thickness gauge and highly sensitive magnetoelastic sensor. The last one was developed by author. This cracks determination method practically allows to find out cracks and defects of I, II and III type. It also allows to decrease financial, temporal and technological investments for investigation of tank beds for oil products storage without oil products removal and completely prevent emergency situations.

## References

1. Belyayev B. F., Goritskiy V. M., Kulakhmetyev R. R., Shneyderov G. R. *Promyshlennoye i grazhdanskoye stroitelstvo* [Industrial and Civil Construction]. 1998. No. 5. Pp. 33–36. (rus)
2. Ivanov S. N., Golubeva N. V., Plaksin Yu. V. *Promyshlennoye i grazhdanskoye stroitelstvo* [Industrial and Civil Construction]. 1998. No. 5. Pp. 27–28. (rus)
3. Kondakov G. P., Kuznetsov V. V., Lukiyenko M. I. *Truboprovodnyy transport* [Pipeline Transport]. 1994. No. 5. Pp. 6–7. (rus)
4. Kuznetsov V.V., Kondakov G.P. *Promyshlennoye i grazhdanskoye stroitelstvo* [Industrial and Civil Construction]. 1995. No. 5. Pp. 41–45. (rus)
5. *Khaykan Gidzyutsu*. 1975. Vol.8. No. 5. Pp. 128-142. (rus)
6. Filippov V. V., Prokhorov V. A., Argunov S. V., Buslayeva I. I. *Izvestiya vuzov. Stroitelstvo* [University News. Construction]. 1993. No. 7-8. Pp. 13–16. (rus)
7. Buslajeva I. I., Prohorov V. A. Research of Deformation of Tank Foundation under Conditions of the North. *Geocryologic Problem of Construction in Eastern Russia and Northern China: Proceedings of International Symposium*. Chita , 1998. P. 219–224.
8. Zemlyanskiy A. A. *Obsledovaniye i ispytaniye zdaniy i sooruzheniy* [Investigation and Testing of Buildings]. Moscow : ASV, 2001. 240 p. (rus)
9. *RD 08-95-95. Polozheniye o sisteme tekhnicheskogo diagnostirovaniya svarykh vertikalnykh tsilindricheskikh rezervuarov dlya nefti i nefteproduktov* [Instruction about the System of Technical Diagnostics of Welded Vertical Cylindrical Tanks]. Moscow : PIO OBT, 2001. 39 p. (rus)
10. *RD 39-0147103-385-87. Pravila tekhnicheskoy ekspluatatsii rezervuarov magistralnykh truboprovodov* [Rules of Technical Maintenance of Transfer Pipeline Tanks]. Ufa : VNIISPT Oil, 1988. 282 p. (rus)
11. *RD 39-30-1284-85. Rukovodstvo po obsledovaniyu i defektoskopii vertikalnykh stalnykh rezervuarov* [Guidance of Investigation and Non-destructive Testing of Vertical Steel Tanks]. Ufa : VNIISPT Oil, 1986. 250 p. (rus)
12. *Rukovodstvo po obsledovaniyu i defektoskopii metallicheskih rezervuarov vmestimostyu ot 100 do 50000 m<sup>3</sup>* [Guidance of Investigation and Non-destructive Testing of Metal Tanks with a Capacity from 100 till 50000 m<sup>3</sup>]. Astrakhan : ITSNIL Goskomnefteprodukta RSFSR, 1990. 145 p. (rus)
13. Zemlyanskiy A. A. *Stroitelstvo i nedvizhimost, sudebnaya ekspertiza i otsenka: materialy II Mezhdunarodnoy konferentsii* [Building and Property, Forensic Enquiry and Estimation: proceedings of II International Conference]. Prague , 2004. Pp. 30–33. (rus)
14. Zemlyanskiy A. A. *Promyshlennoye i grazhdanskoye stroitelstvo*. 2004. No. 9. Pp. 39. (rus)

**Full text of this article in Russian: pp. 40-44**

Zemlyanskiy A.A., Vertynskiy O.S. Experience of localization of faults and cracks in large size tank beds for carbone storage