

Научная статья

УДК 622.692.4

DOI: <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2021-18-5-488-496>

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ФРЕЗЕРНОГО РАБОЧЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭКСКАВАТОРА ДЛЯ ПОДКОПА ТРУБОПРОВОДА

И.С. Кузнецов

*Сибирский государственный автомобильно-дорожный университет (СибАДИ),
г. Омск, Россия*

dissovetsibadi@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6524-4976>

АННОТАЦИЯ

Введение. Применение трубопроводного транспорта для перемещения углеводородного сырья, нефтепродуктов является основной стратегической системой России с огромным объемом грузооборота. Доля трубопроводного транспорта в грузообороте транспортной системы России составляет свыше 48%. Проведение сервисных работ трубопроводной системы невозможно без использования средств механизации и специального оборудования. Так, для восстановления ее работоспособного состояния используют различные варианты комплектов машин.

Реализация методики. В результате проведенных исследований подобран комплект машин для выполнения технологических операций капитального ремонта участка стального магистрального трубопровода. Рассчитаны основные технико-экономические показатели, с учетом которых обоснована эффективность и целесообразность использования комплекта машин.

Результаты. Определена экономическая эффективность комплекта ремонтно-строительной колонны, включающей гидравлический экскаватор с разработанным фрезерным рабочим оборудованием, новизна которого подтверждена патентами на полезную модель РФ.

Обсуждение и заключение. Направлениями дальнейших исследований является расчет и обоснование необходимых режимных параметров для внедрения в эксплуатацию фрезерного рабочего оборудования гидравлического экскаватора.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: экскаватор гидравлический, оборудование рабочее, фреза роторная, трубопровод, ремонт, подкоп, эффективность экономическая

БЛАГОДАРНОСТИ: автор благодарит за поддержку научных исследований коллектив кафедры «Техника для строительства и сервиса нефтегазовых комплексов и инфраструктур» ФГБОУ ВО «СибАДИ», а также рецензентов статьи.

Статья поступила в редакцию 24.09.2021; одобрена после рецензирования 07.10.2021; принята к публикации 29.10.2021.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

Прозрачность финансовой деятельности: автор не имеет финансовой заинтересованности в представленных материалах и методах. **Конфликт интересов отсутствует.**

Для цитирования: Кузнецов И.С. Анализ экономической эффективности применения фрезерного рабочего оборудования экскаватора для подкопа трубопровода // Вестник СибАДИ. 2021. Т.18, № 5(81). С. 488-496. <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2021-18-5-488-496>

© Кузнецов И.С., 2021



Контент доступен под лицензией
Creative Commons Attribution 4.0 License.

DOI: <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2021-18-5-488-496>

COMPARATIVE ANALYSIS OF ECONOMIC EFFICIENCY APPLICATION OF MILLING EXCAVATOR WORKING EQUIPMENT FOR PIPELINE UNDERMINING

Ilya S. Kuznetsov

Siberian State Automobile and Highway University (SibADI), Russia, Omsk
dissovetsibadi@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-6524-4976>

ABSTRACT

Introduction. The use of pipeline transport for the movement of hydrocarbons and petroleum products is the main strategic system of Russia with a huge volume of cargo turnover. The share of pipeline transport in the freight turnover of the Russian transport system is over 48 %. Maintenance of the pipeline system is impossible without the use of mechanization and special equipment. So, to restore its working condition, various options for sets of machines are used.

Implementation of the methodology. As a result of the research carried out, a set of machines was selected for performing the technological operations of the overhaul of a section of the steel main pipeline. The main technical and economic indicators are calculated, taking into account the efficiency and expediency of using a set of machines.

Results. The economic efficiency of a set of machines, including a hydraulic excavator with a developed milling working equipment, the novelty of which is confirmed by patents for a useful model of the Russian Federation, has been determined.

Discussion and conclusions. The directions of further research are the calculation and substantiation of the necessary operating parameters for the introduction into operation of the milling working equipment of a hydraulic excavator.

KEYWORDS: hydraulic excavator, working equipment, rotary cutter, pipeline, repair, digging, economic efficiency.

GRATITUDES. The author thanks the Equipment for Construction and Service of Oil and Gas Complexes and Infrastructures Department (SibADI) and reviewers of the article for the support in scientific research.

The article was submitted 24.09.2021; approved after reviewing 07.10.2021; accepted for publication 29.10.2021.

The authors have read and approved the final manuscript.

Financial transparency: the authors have no financial interest in the presented materials or methods. There is no conflict of interest.

For citation: Kuznetsov I.S. Comparative analysis of economic efficiency application of milling excavator working equipment for pipeline undermining // *The Russian Automobile and Highway Industry Journal*. 2021; 18 (5): 488-496. DOI: <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2021-18-5-488-496>

© Kuznetsov I.S., 2021



Content is available under the license
Creative Commons Attribution 4.0 License.

ВВЕДЕНИЕ

В «Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года»¹ указана необходимость повышения эффективности, надежности, доступности и качества удовлетворения внутреннего спроса на все энергоресурсы. Реализация стратегии позволит значительно повысить добычу нефти и газа в Восточной Сибири, в Арктике и на Дальнем Востоке, увеличить долю эксплуатации технологического оборудования. Это задача решается как строительством новых нефтегазопроводов, так и поддержанием в исправном и работоспособном состоянии действующих трубопроводных систем [1, 2, 3].

Для выполнения операций технического обслуживания и ремонта магистральных трубопроводов необходимы большие финансовые и трудовые вложения [4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11]. Одним из путей снижения экономических затрат при технической эксплуатации трубопроводных систем является обеспечение механизации всех видов работ.

Ремонт трубопроводов диаметром 219...720 мм, не имеющих дефектов стенок и дефектов сварных швов, может производиться подъемом трубопровода без остановки перекачки. Допустимое давление на участке подъема можно определить расчетом на прочность. Оно не должно превышать 2,5 МПа. Ремонт трубопроводов, имеющих дефекты стенок и сварных швов, проводится после выполнения восстановительных работ. Для проведения восстановительных работ трубопровод укладывают на лежки в траншее².

Схема ремонтного котлована представлена на рисунке 1.

Технологические операции при выполнении выборочного ремонта совершаются в следующей последовательности [12, 13, 14, 15, 16]:

- 1) уточнение положения трубопровода при помощи трассоискателя;
- 2) уточнение границ ремонтируемого участка трубопровода;

3) снятие и перемещение почвенно-растительного слоя грунта во временный отвал;

4) вскрытие трубопровода с последующей разработкой траншеи вдоль трубопровода;

5) разработка и удаление грунта под трубопроводом (с грунтовыми опорами или без них);

6) визуальный осмотр дефектного участка трубопровода с применением дополнительных методов контроля при необходимости;

7) вырезка дефектного участка;

8) установка и сварка заменяемого участка трубопровода;

9) засыпка с подбивкой грунта под трубопровод;

10) засыпка траншей трубопровода грунтом с последующей рекультивацией плодородного слоя почвы.

Для проведения земляных работ, имеющих высокую трудоемкость капитального ремонта нефтегазопроводов, разработаны различные варианты ремонтно-строительных комплектов машин [17, 18, 19].

Предлагаем разработку и удаление грунта под трубопроводом выполнять фрезерным рабочим оборудованием, навешиваемым на гидравлический экскаватор³ [20]. Применение такого оборудования позволит значительно увеличить степень механизации земляных работ, энергоэффективность процесса разработки грунта. Для обоснования технико-экономической эффективности использования фрезерного оборудования проведены дополнительные исследования.

РЕАЛИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ

Из существующих вариантов комплектации технических средств ремонта трубопроводов выбраны два наиболее перспективных варианта, условно обозначенные РСК-1 и РСК-2, и проведен их сравнительный анализ.

При выборе комплектов машин необходимо выполнять следующие условия^{4,5,6,7} [21]:

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года [Электронный ресурс]: утверждена распоряжением Правительства РФ от 09.06.2020 г. № 1523-р. Доступ из справочной правовой системы «Консультант плюс» (дата обращения: 18.09.2021).

² РД 39-00147105-015-98 «Правила капитального ремонта магистральных нефтепроводов» – М.: ОАО «АК «Транснефть», 1998. 148 с.

³ Пат. № 182718: МПК Е 02 F 3/06 : Рабочее оборудование одноковшового экскаватора / А.И. Демиденко, И.С. Кузнецов; СибАДИ. № 2018114359; заявл. 18.04.2018 ; опублик. 29.08.2018, Бюл. № 25.

⁴ Аникин Е.А. Эффективные методы ремонта магистральных трубопроводов. – Москва: ИРЦ Газпром, 2001. 108 с.

⁵ Баталин Ю.П. Организация строительства магистральных трубопроводов / Ю.П. Баталин, В.Л. Березин, Л.Г. Телегин, Б.Н. Курепин – Москва: Недра, 1980. 344 с.

⁶ Салюков В.В. Ремонт локальных участков трубопровода / В.В. Салюков, Н.Х. Халлыев, В.Г. Селиверстов и [др.] – Москва: ИРЦ Газпром, 2001. 73 с.

⁷ Мустафин Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов / Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. 632 с.

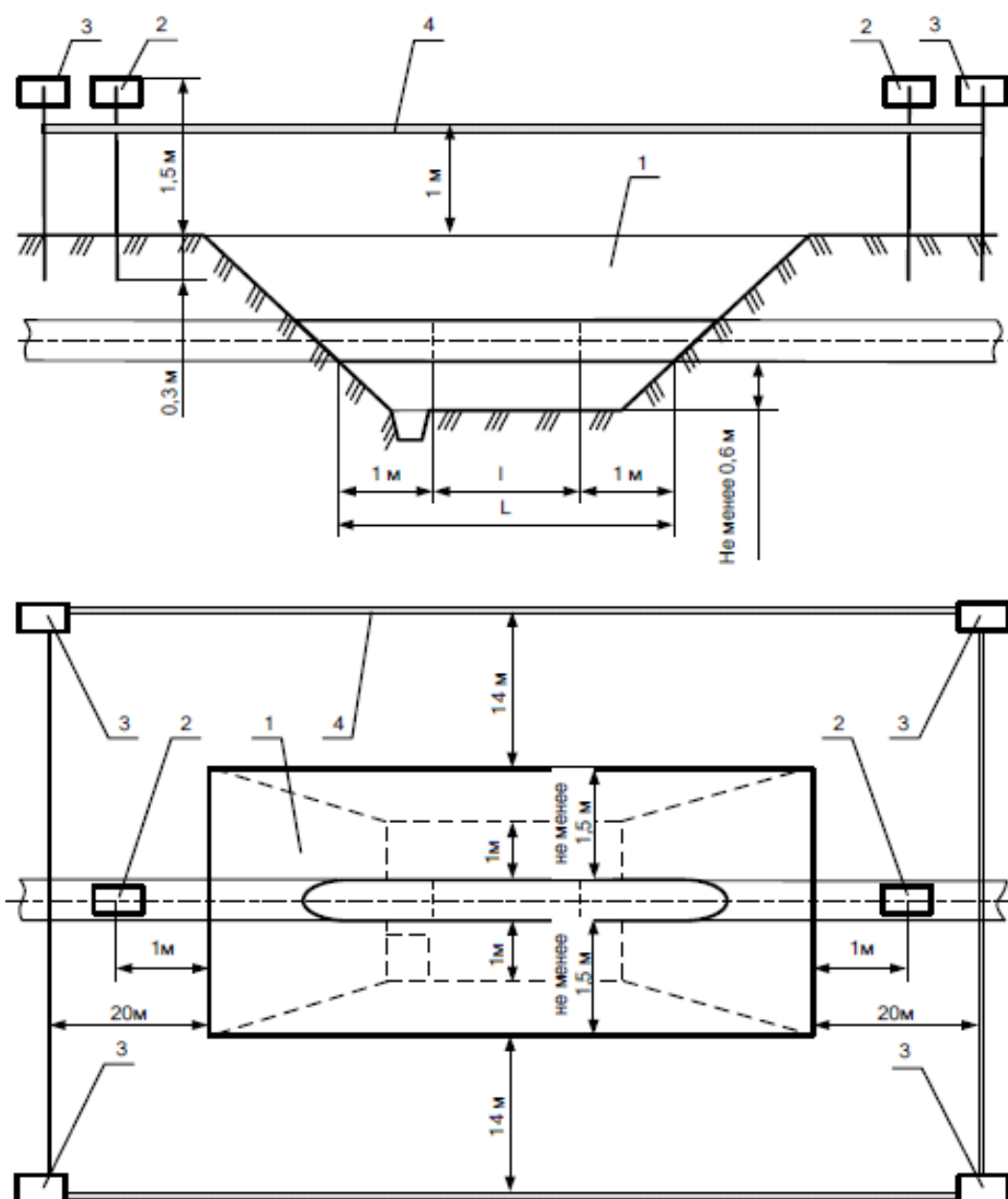


Рисунок 1 – Схема ремонтного котлована:
1 – рабочий котлован; 2 – знак, указывающий наименование нефтепровода
и фактическую глубину его заложения; 3 – предупредительные знаки,
запрещающие проезд; 4 – сигнальная лента

Figure 1 – Scheme of the repair pit
1 – working pit; 2 – sign indicating the name of the oil pipeline
and the actual depth of its inception; 3 – warning signs,
prohibiting passage; 4 – signal tape

- количество машин должно быть минимальным, их параметры и конструкции соответствовать условиям работы и габаритам ремонтного участка;
- организация производства работ зависит от ведущих машин комплектов;
- состав комплектов машин должен обеспе-

чивать непрерывность технологического процесса.

Составы комплектов машин для выполнения земляных работ во время выполнения капитального ремонта магистрального нефтепровода представлены в таблице 1.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Общий объем земляных работ при разработке котлована вдоль трубопровода

$$V_{\text{общ}} = \frac{B_1 + B_2}{2} \cdot H \cdot L - V_{\text{тр}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{тр}}$ – объем, занимаемый трубопроводом на данном участке;

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot L.$$

$$V_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot 0.72^2}{4} \cdot 15 = 6,1 \text{ м}^3. \quad (2)$$

Откуда общий объем земляных работ

$$V_{\text{общ}} = \frac{3,12 + 4,12}{2} \cdot 2,12 \cdot 15 - 6,1 = 109 \text{ м}^3.$$

В таблице 2 представлена эксплуатационная сменная производительность, объем работ и необходимое время выполнения операций для каждой из машин комплектов 1 и 2. Время выполнения операций зависит от отношения объема работ к производительности каждой из машин.

Исходя из общего объема выполняемых работ и времени выполнения определена соответствующая производительность машин, входящих в комплекты (см. таблицу 2).

Удельную металлоемкость определим отношением массы машин к длине ремонтируемого участка

$$M_e = \frac{\sum_{i=1}^n M_i}{L}, \quad (3)$$

где M_i – масса машины.

Таблица 1
Варианты ремонтно-строительных комплектов машин для выполнения земляных работ во время капитального ремонта магистрального трубопровода

Table 1
Variants of repair and construction sets of machines for excavation work during of the overhaul of a main pipeline

| № операции | Наименование операции | Средства механизации | |
|------------|--|---|---|
| | | Комплект машин 1 | Комплект машин 2 |
| 1 | Снятие почвенно-растительного слоя и перемещение его в отвал | Бульдозер Cat D6R2 | Бульдозер Cat D6R2 |
| 2 | Разработка траншей вдоль ремонтируемого нефтепровода | Экскаватор Volvo EC250D | Экскаватор Volvo EC250D |
| 3 | Разработка грунта под нефтепроводом | Машина для подкопа МПТ-720 | Экскаватор Volvo EC250D с навесным оборудованием – роторная фреза |
| | | Трубоукладчик Cat PL72 | |
| | | Передвижная электростанция ЭД-100-T400-1РПМ11 | |

Таблица 2
Производительность машин, участвующих в ремонте трубопровода

Table 2
Productivity of machines involved in pipeline repair

| Наименование средства механизации | Объем работ, м ³ | Время на выполнение операции, ч | Производительность, м ³ /ч |
|--|-----------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|
| Бульдозер Cat D6R2 | 32,58 | 0,14 | 233,4 |
| Экскаватор Volvo EC250D | 66,32 | 0,71 | 93,3 |
| Машина для подкопа МПТ-720 | 10,1 | 0,1 | 100,8 |
| Роторная фреза на базе одноковшового экскаватора | 0,28 | 0,14 | 2 |
| Итого: | 109 | 0,95–0,99 | - |

В процессе подкопа трубопровода в первом комплекте используют следующие машины: трубоукладчик Cat PL72, передвижная электростанция ЭД-100-Т400-1РПМ11 и машина для подкопа МПТ-720. Во втором комплекте машин применяют экскаватор Volvo EC250D с навесным фрезерным рабочим оборудованием.

Для расчета экономической эффективности предлагаемого комплекта машин необходимо определить удельные приведенные затраты на производство. Для этого предварительно необходимо знать себестоимость единицы продукции и удельные капитальные затраты.

Себестоимость единицы продукции рассчитаем по формуле

$$C_e = \frac{H \cdot \sum_{i=1}^n C_i}{L}, \quad (4)$$

где H – накладные расходы на транспортировку и обслуживание; C_i – стоимость машино-смены.

Удельные капитальные затраты рассчитаем по следующей формуле:

$$K_{уд} = \frac{a \cdot \sum_{i=1}^n K_i}{L}, \quad (5)$$

где a – коэффициент, учитывающий затраты на транспортирование машины от завода изготовителя до покупателя; K_i – стоимость машины.

Удельные приведенные затраты на производство работ:

$$K_{уд} = C_e + E_H \cdot K_{уд},$$

где E_H – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Наибольшая эффективность предложенного рабочего оборудования достигается при проведении местного ремонта трубопровода. Для расчета примем протяженность ремонтируемого участка L , равную 15 м. Диаметр ремонтируемого трубопровода $D = 720$ мм. Ширина котлована для проведения ремонтных работ зависит от диаметра трубопровода, ширины ковша экскаватора, наклона боковых стенок и защитного слоя грунта вокруг трубопровода. Ширина ремонтного котлована по

дну составит $B_1 = 3120$ мм, а в верхней части $B_2 = 4120$ мм. Глубина ремонтного котлована $H = 2120$ мм.

Как показывает анализ результатов расчета, первый комплект машин обеспечивает выполнение основных операций за меньшие временные затраты. Однако следует принять во внимание дополнительное время на подготовку к работе машины МПТ-720 для подкопа трубопровода. Для ее установки на трубопровод нужно предварительно очистить место установки на трубопровод шанцевым инструментом, так как механизированное удаление грунта ближе, чем в 200 мм от трубопровода запрещено. Для подготовки места установки подкапывающей машины необходимо 0,5 ч. Кроме того, для эффективной работы подкапывающей машины необходимо углубить прямки траншеи для удаления грунта, расположенного под трубопроводом. Дополнительный объем работ одноковшовым экскаватором составит 9 м³.

Однако и второму комплекту необходимо дополнительное время, которое не было учтено в предварительном расчете. Для замены ковша экскаватора на фрезерное рабочее оборудование необходимо 0,2 ч.

С учетом дополнительного времени первый комплект выполнит заданный объем работ за 1,55 ч, а второй комплект затратит 1,2 ч (рисунок 2).

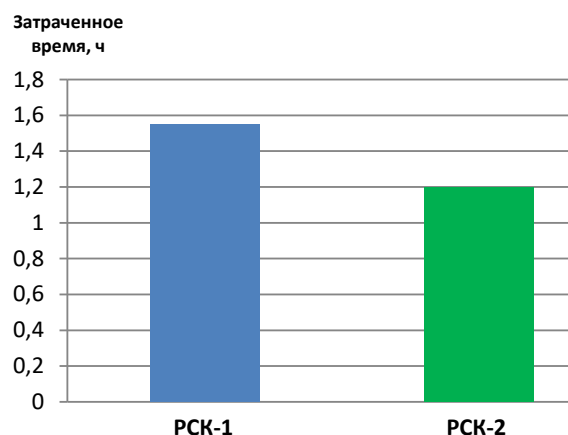


Рисунок 2 – Сравнительные диаграммы времени на выполнение операций

Figure 2 – Comparison charts of time to perform operations

Сводные данные о стоимости комплектов машин и технические характеристики приведены в таблице 3.

Разность стоимости комплектов составляет 3100 тыс. руб.

Исходя из формулы (3), металлоемкость первого комплекта машин

$$M_e = \frac{(31,278+1,93+4)}{15} = 2,48 \text{ т/м.}$$

Металлоемкость второго комплекта

$$M_e = \frac{(27,5+0,3)}{15} = 1,85 \text{ т/м.}$$

Как видно, металлоемкость первого комплекта на 34% больше, чем второго.

Из зависимости (4) себестоимость первого комплекта

$$C_e = \frac{1,1 \cdot (35+2,5+2,5)}{15} = 2,93 \text{ тыс. руб./м.}$$

Себестоимость второго комплекта

$$C_e = \frac{1,1 \cdot (18,5+2,5)}{15} = 1,54 \text{ тыс. руб./м.}$$

Себестоимость выполнения работ при применении фрезерного рабочего оборудования на 90% меньше, чем при применении роторной подкапывающей машины.

Удельные капитальные затраты первого комплекта

$$K_{уд} = \frac{1,05 \cdot (16000 + 1000 + 2750 + 28000 + 850)}{15} = 4032 \text{ тыс. руб./м}$$

Удельные капитальные затраты второго комплекта

$$K_{уд} = \frac{1,05 \cdot (16000 + 1000 + 28000 + 500)}{15} = 3815 \text{ тыс. руб./м}$$

Таблица 3
Техническая характеристика и стоимость машин

Table 3
Technical characteristics and cost of machines

| Наименование средства механизации | Масса, т | Стоимость, тыс. руб. | Стоимость машино-смены, руб. | Количество, шт. | Итого: | |
|---|----------|----------------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | | | | | Комплект машин 1, тыс. руб. | Комплект машин 2, тыс. руб. |
| Бульдозер Cat D6R2 | 18,194 | 16 000 | 20 000 | 1 | 16 000 | 16 000 |
| Экскаватор Volvo EC250D | 27,5 | 10 000 | 18 000 | 1 | 10 000 | 10 000 |
| Машина для подкопа МПТ-720 | 4,0 | 2 750 | 8 000 | 1 | 2750 | 0 |
| Трубоукладчик Cat PL72 | 31,278 | 14 000 | 35 000 | 2 | 28 000 | 28 000 |
| Передвижная электростанция ЭД-100-Т400-1РПМ11 | 1,93 | 850 | 2 500 | 1 | 850 | 0 |
| Навесное фрезерное рабочее оборудование экскаватора | 0,3 | 500 | 2 500 | 1 | 0 | 500 |
| Итого: | - | - | - | - | 57 600 | 54 500 |

Удельные капитальные затраты комплекта машин, в котором используется машина для подкопа «МПТ-720» на 6% больше, чем комплекта машин с применением навесного фрезерного рабочего оборудования экскаватора.

Удельные приведенные затраты первого комплекта составят

$$K_{уд} = 2,93 + 4032 \cdot 0,15 = 607,73 \text{ тыс. руб./м}$$

Удельные приведенные затраты второго комплекта

$$K_{уд} = 1,54 + 3815 \cdot 0,15 = 573,79 \text{ тыс. руб./м}$$

ОБСУЖДЕНИЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенного сравнительного анализа комплектов машин выявлено:

а) применение второго комплекта машин, включающего фрезерное рабочее оборудование одноковшового экскаватора вместо роторной подкапывающей машины для подкопа трубопровода, экономически целесообразно и эффективно;

б) экономия времени при выполнении заданного объема работ составляет 0,35 ч;

в) стоимость комплекта машин с использованием фрезерного рабочего оборудования на 3100 тыс. руб. меньше;

г) металлоемкость оборудования для подкопа трубопровода больше на 34% в первом комплекте машин, в который входит роторная подкапывающая машина;

д) удельные капитальные затраты при использовании второго комплекта машин на 6% меньше, чем у первого комплекта машин.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аладинский В.В., Малков А.Г., Ушаков А.В. Метод ремонта газопроводов с использованием труб, бывших в эксплуатации // Территория Нефтегаз. 2009. № 8. С. 56–60.
2. Булавинцева А.Д., Мазуркин П.М. Динамика аварий по причиненному ущербу на линейной части магистральных нефтепроводов ОАО АК «Транснефть» // Современные наукоемкие технологии. 2011. № 4. С. 64–67.
3. Зорин Е.Е., Толстов А.Э., Ефимов В.М. Напряженно-деформированное состояние трубопроводов подземной прокладки в условиях криотопозоны // Нефть, газ и бизнес. 2015. № 9. С. 9–12.
4. Куркин А.С., Бровко В.В., Пономарев П.А. Особенности ремонтных конструкций и технологий, их сварки при ремонте магистральных трубопроводов без замены // Журнал нефтегазового строительства. 2015. № 1. С. 40–43.

5. Черняев К.В. Мониторинг технического состояния нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 2000. № 9. С. 14–17.

6. Tiratsoo John About decommissioning of production and transportation of oil: the UK experience // Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation. 2017. № 1. pp. 82–83.

7. Ruggieri C., Fernando D. Numerical modelling of ductile crack extension in highpressure pipeline with longitudinal flaws // Eng. Struct. 33 (5) (2011) 1423–1438. DOI: 10.1016/j.engstruct.2011.01.001

8. Archibald I.C. Soil stabilizer // Pipeline and gas Journal. 1984. No 11. pp. 44–46.

9. Timashev S., Bushinskaya A. Methods of Assessing Integrity of Pipeline Systems with Different Types of Defects // Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems. 2016. pp. 9–43. DOI: 10.1007/978-3-319-25307-7-2.

10. Mourad N., Rabia K. Pipelines Reliability Analysis Under Corrosion Effect and Residual Stress // Arabian Journal for Science and Engineering. 2015, Vol. 40, Iss. 11. pp. 3273–3283. DOI: 10.1007/s13369-015-1723-9.

11. Chen F., Wu Ch. A novel methodology for forecasting gas supply reliability of natural gas pipeline systems // Frontiers in Energy. Issue 2. 2020. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11708-020-0672-5>.

12. Charru F. Hydrodynamic Instabilities. Cambridge University Press, 2011. 391 p.

13. Amiya K. L. Material Selection and Performance in Oil and Gas Industry // Applied Metallurgy and Corrosion Control. 2017. pp 269–347. doi: 10.1007/978-981-10-4684-1-9 269.

14. Набиев Р.Р. Обеспечение надёжности длительно эксплуатируемых нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 2010. № 12. С. 9–11.

15. Шарыгин Ю.М., Романцов С.В., Шарыгин А.М. Повышение прочности дефектных труб, усиленных композитными муфтами с болтовым соединением // Транспорт и подземное хранение газа. 2002. № 3. С. 104–107.

16. Лукьянов А.А. Анализ напряженно-деформированного состояния ремонтных конструкций магистральных трубопроводов // Сварка и контроль. 2013. С. 181–188.

17. Большаков А.М., Сыромятникова А.С., Алексеев А.А. Непроектные положения газопроводов, проложенных подземным способом в районах многолетнемерзлых грунтов // Газовая промышленность. 2014. № 4. С. 66–69.

18. Емельянов Р.Т., Султанов Н.С., Закурдаев А.В., Скурихин Л.В. Моделирование динамики регулируемого гидромотора // Вестник КрасГАУ. 2014. № 8. С. 181–185.

19. Пенчук В.А. Закономерности разрушения грунта рабочими органами машин для земляных работ // Известия ВУЗов. Строительство. 1999. № 1.

20. Демиденко А.И., Кузнецов И.С. Совершенствование конструкции рабочего оборудования гидравлического экскаватора // Вестник СибАДИ. 2020; 17(1): 12–21. <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-1-12-21>.

21. Мухамедова Д.Ч. Современные технические и технологические решения по повышению эффективности ремонта газопроводов // Молодой ученый. 2011. Т. 1, № 5 (28). С. 86–88.

REFERENCES

1. Aladinskiy V.V., Malkov A.G., Ushakov A.B. Metod remonta gazoprovodov s ispol'zovaniyem trub, byvshikh v ekspluatatsii [Method of gas pipeline repair using used pipes]. *Territoriya Neftegaz*. 2009; 8: 56-60. (In Russian).
2. Bulavintseva A. D., Mazurkin P. M. Dinamika avari po prichinennomu ushcherbu na lineynoy chasti magistral'nykh nefteprovodov OAO AK «Transneft» [Dynamics of accidents on the damage caused on the linear part of the main oil pipelines of JSC Transneft]. *Sovremennyye naukoymkiye tekhnologii*. 2011; 4: 64-67. (In Russian).
3. Zorin Ye.Ye., Tolstov A.E., Yefimov V.M. Napryazhenno-deformirovannoye sostoyaniye truboprovodov podzemnoy prokladki v usloviyakh kriolitozony [Stress-deformed condition of underground gasket pipelines in cryolitosone conditions]. *Nef't, gaz i biznes*. 2015; 9: 9-12. (In Russian).
4. Kurkin A. S., Brovko V.V., Ponomarev P.A. Osobennosti remontnykh konstruktsey i tekhnologii ikh svarki pri remonte magistral'nykh truboprovodov bez zameny [Features of repair structures and their welding technologies during repair of main pipelines without replacement]. *Zhurnal neftegazovogo stroitel'stva*. 2015; 1: 40-43. (In Russian).
5. Chernyayev K.V. Monitoring tekhnicheskogo sostoyaniya nefteprovodov [Monitoring of the technical condition of oil pipelines]. *Truboprovodnyy transport nef'ti*. 2000; 9: 14-17. (In Russian).
6. Tiratsoo John About decommissioning of production and transportation of oil: the UK experience // Science Jamp Technologies: *Oil and Oil Products Pipeline Transportation*. 2017; 1: 82 - 83.
7. Ruggieri C., Fernando D. Numerical modeling of ductile crack extension in highpressure pipeline with longitudinal flaws // *Eng. Struct.* 33 (5) (2011) 1423-1438. DOI: 10.1016/j.engstruct.2011.01.001.
8. Archibald I.C. Soil stabilizer // *Pipeline and gas Journal*. 1984; 11: 44-46.
9. Timashev S., Bushinskaya A. Methods of Assessing Integrity of Pipeline Systems with Different Types of Defects // *Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems*. 2016: 9-43. DOI: 10.1007/978-3-319-25307-7-2.
10. Mourad N., Rabia K. Pipelines Reliability Analysis Under Corrosion Effect and Residual Stress // *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2015; 40(11): 3273-3283. DOI: 10.1007/s13369-015-1723-9.
11. Chen F., Wu Ch. A novel methodology for forecasting gas supply reliability of natural gas pipeline systems // *Frontiers in Energy*. Issue 2. 2020. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11708-020-0672-5>.
12. Charru F. *Hydrodynamic Instabilities*. Cambridge University Press, 2011: 391.
13. Amiya K. L. Material Selection and Performance in Oil and Gas Industry // *Applied Metallurgy and Corrosion Control*. 2017. pp 269-347. doi: 10.1007/978-981-10-4684-1-9 269.
14. Nabiyeu R.R. Obespecheniye nadozhnosti dlitel'no ekspluatiruyemykh nefteprovodov [Ensuring reliability of long-term operated oil pipelines]. *Trubo provodnyy transport nef'ti*. 2010; 12: 9-11. (In Russian).
15. Sharygin YU. M., Romantsov S. V., Sharygin A. M. Povyseniye prochnosti defektnykh trub, usilen-nykh kompozitnymi muftami s boltovym soyedineniyem [Increased strength of defective pipes reinforced by composite couplings with bolted connection]. *Transport i podzemnoye khraneniye gaza*. 2002; 3:104-107. (In Russian).
16. Luk'yanov A. A. Analiz napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya remontnykh konstruktsey magistral'nykh truboprovodov [Analysis of stress-strain state of repair structures of main pipelines]. *Svarka i kontrol'*. 2013: 181-188. (In Russian).
17. Bol'shakov A.M., Syromyatnikova A.S., Alekseyev A.A. Neproyektnyye polozheniya gazoprovodov, prolozhennykh podzemnym sposobom v rayonakh mnogoletnemerzlykh gruntov // *Gazovaya promyshlennost'*. 2014; 4: 66-69. (In Russian).
18. Yemel'yanov R.T., Sultanov N.S., Zakurdayev A.V., Skurikhin L.V. Modelirovaniye dinamiki reguliruyemogo gidromotora [Simulation of controlled hydraulic motor dynamics] *Vestnik KrasGAU*. 2014; 8: 181-185. (In Russian).
19. Penchuk, V.A. Zakonomernosti razrusheniya grunta rabochimi organami mashin dlya zemlyanykh rabot // *Izvestiya VUZov. Stroitel'stvo*, 1999; 1. (In Russian).
20. Demidenko A.I., Kuznetsov I.S. Sovershenstvovaniye konstruktseyi rabochego oborudovaniya gidravlicheskogo ekskavatora. Nauchnyy retsenziruemyy zhurnal The Russian Automobile and Highway Industry Journal. 2020; 17(1): 12-21. <https://doi.org/10.26518/2071-7296-2020-17-1-12-21>. (In Russian).
21. Mukhammedova D. CH. Sovremennyye tekhnicheskkiye i tekhnologicheskkiye resheniya po povysheniyu effektivnosti remonta gazoprovodov / D. CH. Mukhammedova. // *Molodoy uchenyy*. 2011; 1. 5 (28): 86-88. (In Russian).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Кузнецов Илья Сергеевич – студент факультета «Нефтегазовая и строительная техника».

INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Ilya S. Kuznetsov – Student of the Oil and Gas and Construction Equipment Faculty.