

шлангов и др.). На заключительном этапе строительства происходит сварка уложенной рабочей плети с действующим трубопроводом и последующим его гидроиспытанием.

Описанная технология прокладки трубопровода позволяет производить строительные работы во всех видах грунта, не используя большое количество тяжелой техники, и это значит, требуется минимум рабочего персонала. Использование метода «кривых» вместо традиционной бестраншейной прокладки трубопровода позволяет значительно сократить протяженность подводного перехода и срок строительства (в 5–7 раз), что позволяет существенно сократить себестоимость строящегося трубопровода или по себестоимости сопоставимо с традиционным траншейным методом прокладки трубопровода.

Литература

1. ВСН 010-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Подводные переходы. – М.: Миннефтегазстрой, 1989.
2. Никишин А.В., Ченцов А.Н. Бестраншейная прокладка трубопроводов: новые технологии // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – М., 2012. – № 1. – С. 14–18.
3. ООО «ПодземБурСтрой» URL: <http://www.podzembur.ru>. Дата обращения: 02.03.2015 г.
4. Селезнев Г.А. Метод «Кривых» // Территория Нефтегаз. – М., 2013. – № 11. – С. 90- 91.
5. СНИП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. – М., 1997.

ANALYSIS OF GAS COMPRESSOR UNIT ACCIDENT FACTORS IN TOMSK REGION

D.I. Borisov, R.S. Bykov

Scientific advisor assistant professor M.S. Saltymakov
National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

Society «Gazprom» conducts its activities on the territory of the West Siberian region. Its activity is the exploitation of the gas transportation system. 9 compressor 1 and pump-compressor station operating in the enterprise. They provide the necessary pressure in the pipeline for uninterrupted transfer of the gas [1]. At the 6th compressor stations established compressor units with electric drive Gas compressor units are designed for compression of natural gas at compressor stations and transportation through trunk gas pipelines [2].

The main factors are the cause of accidents on the compressor are:

- the large number of fittings and tees.
- the large number of crossings of pipeline from the underground to overhead position.
- complex spatial gasket overground pipelines that are sole timber of compressor stations.

It's necessary to identify the elements technological equipment, are most prone to accidents. It is required to analyze the accident gas pumping units. Select groups of causes of failures based on statistics for the period of operation from 2013 to 2014. They are: energy supply; electrical equipment; control and measuring equipment; control system.

Set the changing dynamics of the causes of failures. Accept all emergency setting for 100 % and determine the weight contribution of causes of failures (Table 1) [3].

Table 1

Year of exploitation	Causes of emergency stops	Weight contribution, %	
		For the year by compressor stations	Total
2013-2014	Energy supply	50,0	100
	Electrical equipment	28,6	
	Control and measuring equipment	14,3	
	Control system	7,1	

Figure 1 shows a graph of the distribution of emergency stops depending on their causes.

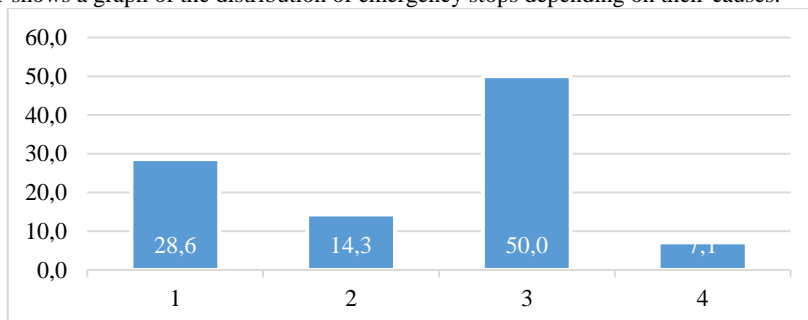


Fig. 1. The graph of the distribution emergency stops depending on their causes: 1 - failures in the electrical equipment; 2 - failures in the system control and measuring equipment; 3 - failures in the power supply; 4 - failures in the stationary systems

Figure 2 shows the distribution of all cases of emergency stops depending on the exploitation time periods.

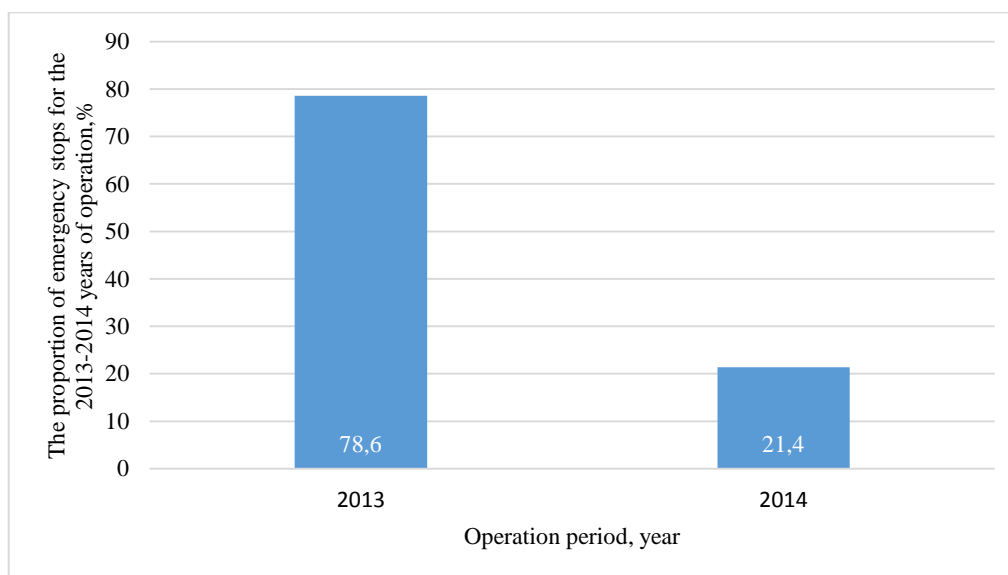


Fig. 2. The distribution of the proportion of emergency stops depending on the exploitation time periods

The result of the research of statistics clearly shows that the most problematic category of reasons for refusal was «energy supply». This requires additional manpower and resources to the problems of this category.

References

1. Parfenov A.V., Chukhareva N.V., Gromakov E.I., Tikhonova T.V. Analysis of gas compressor unit accident factors by the example of compressor stations in western Siberia // Electronic scientific journal «Oil and gas business». – 2013. – № 3.
2. Revazov A.M., Leonovich I.A.. Analysis of accidents at boosters compressor station of gas pipelines / Proceedings of the RSU of Oil and Gas named after I.M. Gubkin. – 2014. – № 2 (275).
3. LLC «Gazprom transgaz Tomsk». Acts of investigations emergency stop EGPA, 2013-2014.

ПОДВОДНЫЕ ТРАНШЕЕКОПАТЕЛИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Р.С. Быков, В.С. Холкин, М.А. Мисюн

Научный руководитель доцент В.Г. Крец

Научный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ежегодно объемы потребления природного газа многократно увеличиваются, а также увеличивается протяженность морских газопроводов. С экономической точки зрения, подводный газопровод требует значительно меньших затрат на эксплуатацию, что в перспективе компенсирует более высокие первоначальные инвестиции. Совокупная стоимость морского газопровода, включающая как сумму первоначальных инвестиций, так и затраты на эксплуатацию, будет примерно на 15 % ниже, чем стоимость наземного газопровода, уже через 25 лет. Более высокая стоимость наземного маршрута по сравнению с морским в первую очередь обусловлена эксплуатационными расходами на энергоснабжение, персонал и техническое обслуживание компрессорных станций, которые создают давление, необходимое для транспортировки газа. С экологической точки зрения морские трубопроводы также имеют преимущества. Воздействие на окружающую среду в период строительства является минимальным и кратковременным, а на этапе эксплуатации практически сводится к нулю [3].

Так для газотранспортной системы Langeled и газопровода Nord Stream требовалось уложить на дно в общей сложности более 2300 км подводного трубопровода. По экономическим и экологическим соображениям большая часть газопроводов укладывалась в траншею. Для этого использовали плужные подводные траншеекопатели, то есть производили подсадку трубопровода [2].

По ряду экологических и экономических соображений подсадка является наиболее распространенной формой использования траншеи. Подсадка требует лишь рытья траншеи непосредственно под трубопроводом, в то время как предварительная разработка траншеи предусматривает рытье в больших объемах в целях предоставления возможностей для ведения монтажных работ. При предварительной разработке траншей также существует риск естественной засыпки траншей до установки трубы [3].