

УДК 620.1

**ПОВЫШЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ АВАРИЙНО ОПАСНЫХ
УЧАСТКОВ НЕФТЕСБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**INCREASING THE OPERABILITY OF THE EMERGENCY
DANGEROUS SITES OF OIL-COMPLEX PIPELINES**

Байков И.Р., Китаев С.В., Петров М.Г., Рязанов Н.Р.

**Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Муниципальное унитарное предприятие «Уфимские инженерные
сети», г. Уфа, Российская Федерация**

**Северо-Уральское управление Ростехнадзора, г. Ноябрьск,
Российская Федерация**

I.R. Baikov, S.V. Kitaev, M.G. Petrov, N.R. Ryazapov

**Ufa State Petroleum Technological University,
The Municipal Unitary Enterprise «Ufa Engineering Networks»,
Ufa, Russian Federation**

**North Ural Department of Rostekhnadzor, Noyabrsk,
Russian Federation**

Аннотация. На нефтяных промыслах для транспортировки жидкости от кустов скважин на сборные пункты применяются трубопроводные сети. Нефтеборные трубопроводы эксплуатируются в осложненных условиях характеризующихся высокой кислотностью и обводненностью нефти. Транспортируемая жидкость, содержащая большое количество химически активных компонентов вызывает интенсивную коррозию трубопроводов, приводящую к аварийным порывам, при этом, имеет место значительный экономический ущерб и наносится экологический вред окружающей среде.

В статье на основе статистических данных произведен анализ порывов нефтесборных промысловых трубопроводов одного из месторождений Тюменской области. Рассмотрено территориальное расположение дефектов на местности, выявлены локальные зоны с повышенной аварийностью. На основе полученных результатов предложен оригинальный способ визуализации аварийных областей в виде трехмерных поверхностей.

Выявлены причины интенсивной коррозии трубопроводов в локальных областях повышенной аварийности, которые связаны со скоплением жидкости в нижней образующей трубы. Предложен способ превентивного предупреждения высокой интенсивности коррозии трубопроводов на участках скопления жидкости сооружением вставок меньшего диаметра, чем основной трубопровод достаточным для обеспечения скорости выноса скоплений жидкости из «потенциально опасных» участков трубопроводов.

С целью обеспечения оперативной локализации места порыва предложено резервирование участков трубопроводов с высокой степенью вероятности образования скоплений жидкости.

Для восстановления работоспособности аварийных трубопроводов эффективным способом является ремонт существующих повреждённых труб методом «труба в трубе». При санировании старый трубопровод не демонтируется, при этом, срок его службы увеличивается в несколько раз. Полиэтиленовые трубы имеют низкие потери на трение, поэтому снижение пропускной способности трубопровода, как правило, не происходит.

Abstract. In the oil fields, pipeline networks are used to transport liquid from well clusters to collection points. Oil-gathering pipelines are operated in complicated conditions characterized by high acidity and water-cut oil. A transported liquid containing a large number of reactive components causes intense corrosion of the pipelines leading to emergency rushes, and there is considerable economic damage and environmental damage to the environment.

In the article, based on statistical data, the analysis of the pores of oil gathering pipeline pipelines of one of the Tyumen region deposits was carried out. The territorial location of defects on the terrain is considered, local zones with increased accidents are identified. Based on the results obtained, an original method for visualizing emergency areas in the form of three-dimensional surfaces is proposed.

The reasons for the intensive corrosion of pipelines in local areas of increased accident rate are identified, which are associated with the accumulation of liquid in the lower pipe generatrix. A method for preventive prevention of high corrosion of pipelines in areas of fluid accumulation by the construction of inserts of smaller diameter than the main pipeline is sufficient to ensure the rate of removal of accumulations of liquid from "potentially dangerous" sections of pipelines.

In order to ensure the operative localization of the gust site, it is proposed to reserve sections of pipelines with a high probability of formation of fluid accumulations. To restore the efficiency of emergency pipelines, an effective method is to repair the existing damaged pipes using the "pipe-in-pipe" method. When sanitizing the old pipeline is not dismantled, at the same time, its service life increases several times. Polyethylene pipes have low frictional losses, therefore, a reduction in the capacity of the pipeline, as a rule, does not occur.

Ключевые слова: нефтесборный трубопровод, дефект, ручейковая коррозия, скорость потока.

Key words: petroleum gathering pipeline, defect, riveting corrosion, flow rate.

Промысловые нефтесборные трубопроводы эксплуатируются в осложненных условиях под воздействием перекачиваемых сред с высокой обводненностью, кислотностью рН и содержанием химически активных компонентов, которые приводят к ускоренной коррозии металла трубы,

при этом, повышение работоспособности нефтепромысловых систем является актуальной задачей [1-3].

Для промысловых трубопроводов, проведение ремонтных мероприятий возможно только на основе информации о наличии и расположении дефектов стенки труб нефтесборного трубопровода. Получение такой информации возможно на основе статистического анализа нарушения герметичности на определенных участках.

Нефтепромысловые трубопроводы от кустов скважин до дожимной насосной станции имеют небольшой диаметр, их максимальное значение достигает 426 мм. В связи этим, применение приборов внутритрубной диагностики затруднительно. В этом случае, применяют шурфовое диагностирование. На исследуемом участке через определенный интервал (менее 100 м) проделываются шурфы для контроля толщины наружной изоляции, и определения толщины стенки трубопровода. На каждом сечении трубопровода проводится не менее 10 измерений. Ремонт с заменой участка проводится по результатам нарушения герметичности нефтепровода, за учетный период.

На рисунке 1 приведена поверхность количества порывов нефтесборных трубопроводов случившихся в период времени с 2009 по 2016 гг. для одного из месторождений Тюменской области.

Как видно из анализа структуры поверхности, в данном распределении наблюдаются выраженные зоны порывов. Откуда следует, что имеет место определенная «привязка» порывов к местности.

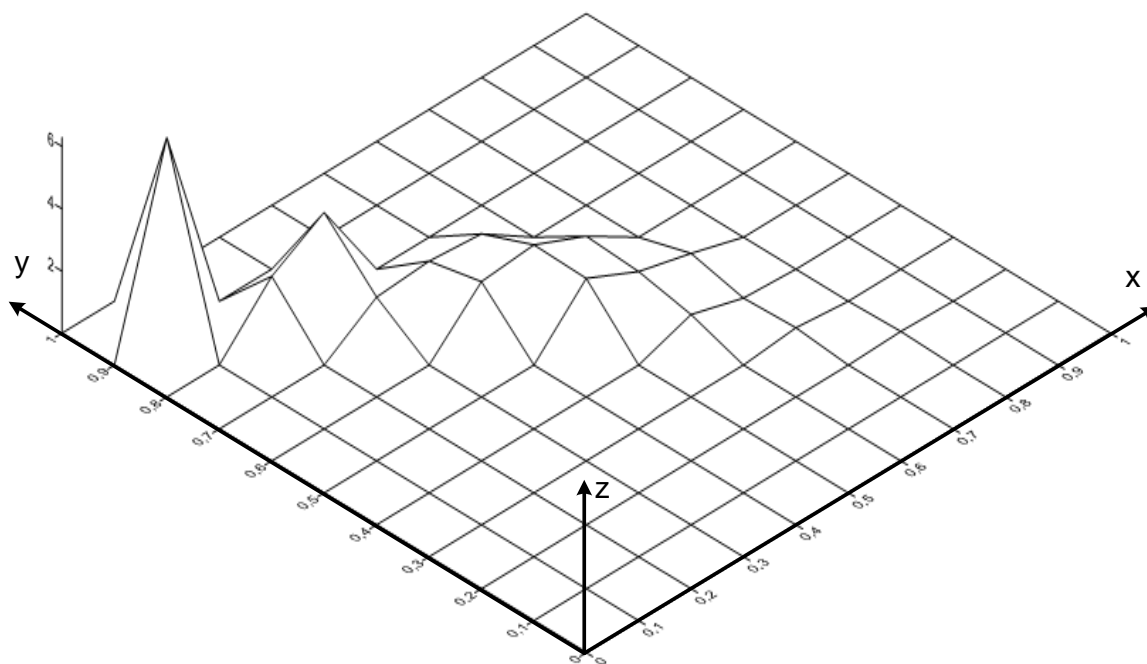


Рисунок 1. 3D визуализация территориального расположения количества порывов нефтесборных трубопроводов: x, y – нормированные координаты площади месторождения; z – количество отказов в пределах месторождения нефти

На рисунке 2 приведена структура распределения дефектов по типу, откуда следует, что основную долю составляют дефекты внутренняя коррозия 23 шт. (79,4 %).

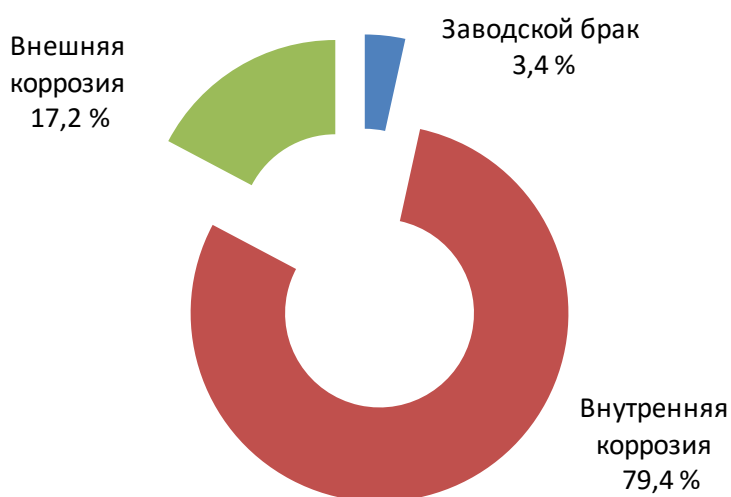


Рисунок 2. Структура распределения дефектов трубы по типу

На рисунке 3 приведена структура распределения пространственной ориентации дефектов трубы.

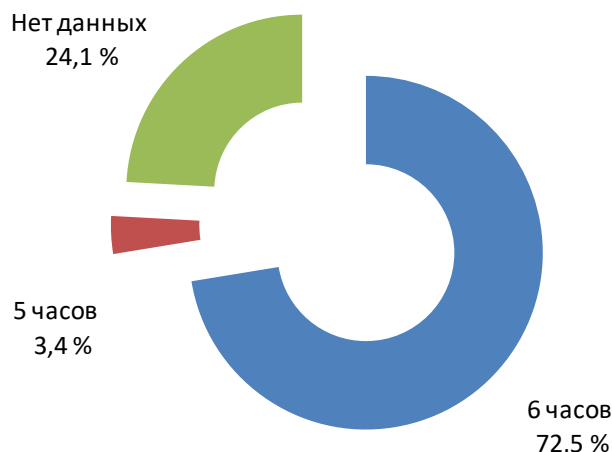


Рисунок 3. Структура распределения пространственной ориентации дефектов

Как следует из рисунка 3, в основном дефекты ориентированы на 6 часов, их количество составляет 21 шт. (72,5%). При этом 15 дефектов ориентированных на 6 ч вызваны внутренней коррозией, следовательно, можно предположить, что они вызваны конденсатом, скапливающимся на пониженных участках трубопроводов.

На рисунке 4 приведена гистограмма распределения глубины заложения трубопровода, средней по длине и участка в зоне дефектов ориентированных на 6 ч для соответствующих сборных трубопроводов.

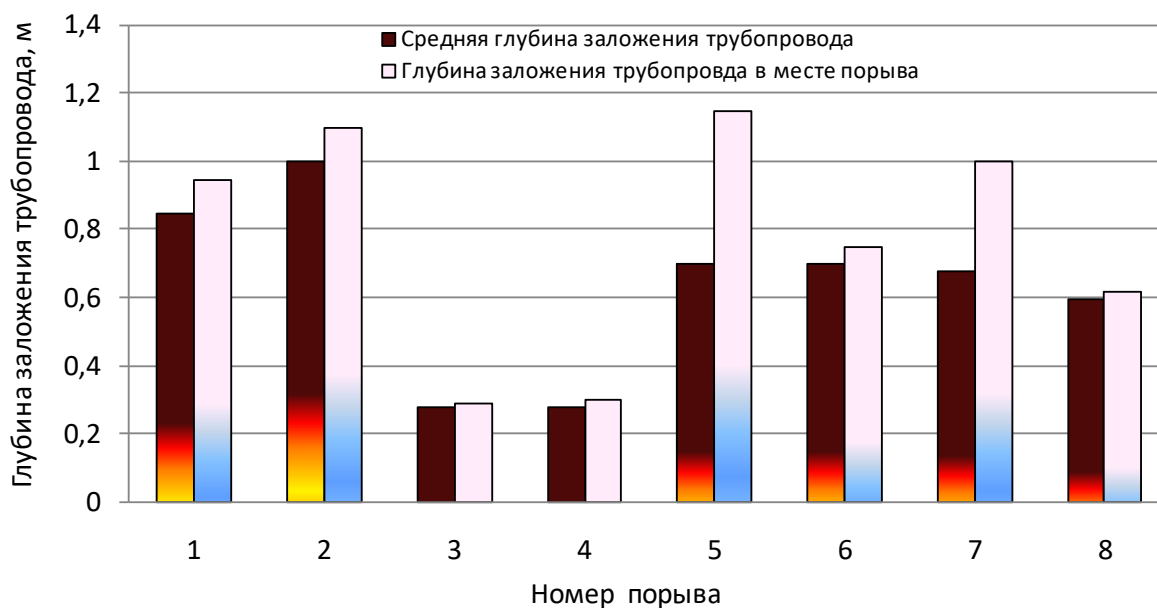


Рисунок 4. Гистограмма распределения глубины заложения трубопровода, средней по длине и участка в зоне дефектов ориентированных на 6 ч

На основе анализа ситуационных схем трассы трубопроводов и данных, приведенных на рисунке 3 можно заключить, что анализируемые дефекты типа внутренняя коррозия ориентированы на б ч и расположены на заглубленных участках. Обводненность нефти составляет для рассматриваемых участков 88-92%, рН=7.

Таким образом, причиной порывов трубопроводов вызванных внутренней коррозией предположительно являлось застойное скопление технологической воды. Таким образом, пониженные участки трубопроводов являются «потенциально опасными».

«Потенциально опасное» контрольное сечение (номер n) следует считать «опасным», если выполняется соотношение [4]:

$$v \leq w_n, \quad (1)$$

где v – средняя скорость движения нефти по трубопроводу;

w_n – скорость выноса скоплений жидкости,

- средняя скорость движения нефти по трубопроводу определяется по формуле

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (2)$$

- расчет скорости выноса скоплений жидкости из «потенциально опасных участков» трубопроводов производится по формуле

$$w_n = 0,1 \cdot v_0^{0,36} \cdot (\sin \alpha_n)^{0,17} \cdot \sqrt{\frac{2gd(\rho_c - \rho_{ж})}{\lambda \rho_{ж}}}, \quad (3)$$

где Q – объем перекачки, м³/с;

d – внутренний диаметр трубопровода, мм;

v_0 – коэффициент кинематической вязкости, мм²/с;

ρ_c и ρ_n – плотность скопления и перекачиваемой жидкости соответственно, кг/м³;

λ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$$\sin(\alpha_n) = \frac{Z_{n+1} - Z_n}{\Delta x},$$

где z_i – высотные отметки контрольных сечений профиля трассы, м;

Δx – расстояние между контрольными сечениями, м.

Произведем анализ восьми участков, на которых произошли порывы трубы. В таблице 1 приведены результаты оценки выполнения условия (1), достаточности скорости выноса скоплений жидкости из «потенциально опасных» участков трубопроводов.

Как следует из таблицы 1 на участке к.1А - т.вр.к.1А (3 поз.) произошли две аварии. Согласно выше приведенной методике контрольные сечения на данном участке относятся к опасным.

Таблица 1. Результаты расчета скорости выноса скоплений жидкости из «потенциально опасных» участков трубопроводов

№	Наименование участка трубопровода	Наружный диаметр (DN), мм	v, м/с	w _n , м/с	Контрольное сечение
1	к.1А - т.вр.к.1А (3 поз.)	89	0,166	0,178	опасное
2	т.вр.к.6 - т.вр.2А	114	0,491	0,204	не опасное
3	к.5 - т.вр.к.5	114	0,79	0,257	не опасное
4	к.5 - т.вр.к.5	114	0,79	0,257	не опасное
5	к.1А - т.вр.к.1А (3 поз.)	89	0,166	0,176	опасное
6	к.2А (1поз) - т.вр.к.2А	89	0,168	0,088	не опасное
7	т.вр.к.1А - т.вр.к.1А (1,2 поз.)	159	0,586	0,224	не опасное
8	т.вр.к.1А (1,2 поз.) - т.вр.задв.№39	159	0,674	0,224	не опасное

Для снижения аварийности на данном участке на контрольных сечениях необходимо уменьшить диаметр трубы до такого пока не будет удовлетворяться условие (1). Произведя расчеты, получим достаточный диаметр трубы DN 76, при этом будет обеспечиваться вынос скоплений жидкости из сниженных участков.

На остальных участках с сечениями, отнесенными к категории не опасных, порывы видимо, вызваны воздействием ручейковой коррозии на металл трубы. Порывы приводят к разливам жидкости и экологическому

ущербу. На период устранения порыва простаивают скважины, работающие на аварийный трубопровод. Одной из мер обеспечивающих оперативную локализацию места порыва может быть предупреждающее резервирование участков трубопроводов с высокой вероятностью образования скоплений жидкости.

В последнее время приобретают популярность бестраншейные способы ремонта трубопроводов [5]. При санировании старый трубопровод не демонтируется, при этом, срок его службы увеличивается в несколько раз. Это осуществляется за счет покрытия внутренней поверхности трубопровода полимерным (полиэтиленовым) покрытием, который в процессе эксплуатации не подвергается коррозии и не разрушается.

При санации методом «труба в трубе» проводится ремонт существующих повреждённых труб путём протягивания в них полиэтиленовых труб меньшего диаметра. Снижения пропускной способности трубопровода, как правило, не происходит из-за низких потерь на трение полиэтиленовых труб.

Выводы

1. На основе анализа данных по порывам нефтесборных промысловых трубопроводов одного из месторождений Тюменской области предложена 3D визуализация территориального расположения аварийных областей месторождения требующих повышенного внимания.

2. Предложен способ предупреждения интенсивной коррозии трубы на участках скопления жидкости сооружением вставок меньшего диаметра, чем основной трубопровод достаточным для обеспечения скорости выноса скоплений жидкости из «потенциально опасных» участков трубопроводов.

3. В качестве превентивной меры, обеспечивающей оперативную локализацию места порыва, является резервирование участков трубопроводов с высокой вероятностью образования скоплений жидкости.

4. Эффективным способом восстановления работоспособности аварийных трубопроводов является ремонт существующих повреждённых труб методом «труба в трубе». При санировании старый трубопровод не демонтируется, при этом, срок его службы увеличивается в несколько раз. Снижения пропускной способности трубопровода, как правило, не происходит из-за низких потерь на трение полиэтиленовых труб.

Список используемых источников

1 Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В. Повышение эффективности использования оборудования в нефтяной отрасли//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. №2. С.18-20.

2 Китаев С.В., Смородова О.В., Талхин С.Р. Экспериментальная оценка энергоэффективности оборудования нефтегазовой отрасли// Трубопроводный транспорт-2007: Материалы Междунар. учеб.-науч.-практ. конф.: Уфа, 2007. С.164-165.

3 Эксергетическая оценка эффективности работы технологического оборудования нефтегазовой отрасли/ Байков И.Р., Китаев С.В., Шаммазов И.А., Талхин С.Р., Медведев А.В. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2008. №2. С.65-68.

4 Галлямов А.К. Обеспечение надежности функционирования системы нефтепроводов на основе технической диагностики. Уфа: УГНТУ, 1997. 597 с.

5 Повышение работоспособности нефтепромысловых трубопроводов методом санации полимерными материалами/ Байков И.Р., Кузнецова М.И., Китаев С.В., Колотиллов Ю.В. // Все материалы. Энциклопедический справочник. 2016. №7. С.39-44.

References

1 Baykov I.R., Kuznetsova M.I., Kitaev S.V. Povyishenie effektivnosti ispolzovaniya oborudovaniya v neftyanoy otrasli//Transport i hranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syirya. 2013. №2. S.18-20. [in Russian].

2 Kitaev S.V., Smorodova O.V., Talhin S.R. Eksperimentalnaya otsenka energoeffektivnosti oborudovaniya neftegazovoy otrasli// Materialyi Mezhdunarodnoy uchebno-nauchno-prakticheskoy konferentsii: Truboprovodnyiy transport-2007. Ufa, 2007. S.164-165. [in Russian].

3 Eksergeticheskaya otsenka effektivnosti raboty tehnologicheskogo oborudovaniya neftegazovoy otrasli/ Baykov I.R., Kitaev S.V., Shammazov I.A., Talhin S.R., Medvedev A.V.// Izvestiya vyisshih uchebnyih zavedeniy. Neft i gaz. 2008. №2. S.65-68. [in Russian].

4 Gallyamov A.K. Obespechenie nadezhnosti funktsionirovaniya sistemyi nefteprovodov na osnove tehnicheckoy diagnostiki. Ufa: UGNTU, 1997. 597 s. [in Russian].

5 Povyishenie rabotosposobnosti neftepromyislovyyih truboprovodov metodom sanatsii polimernyimi materialami/ Baykov I.R., Kuznetsova M.I., Kitaev S.V., Kolotilov Yu.V.// Vse materialyi. Entsiklopedicheskiy spravochnik. 2016. №7. S. 39-44. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Байков И.Р., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

I. R. Baikov, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Head of the Chair «Industrial Heat Power Engineering» FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation

Китаев С.В., д-р техн. наук, профессор кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа» ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

S.V. Kitaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor of the Chair «Transport and Storage of Oil and Gas» FSBEI HE USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: Svkitayev@mail.ru

Петров М.Г., генеральный директор Муниципального унитарного предприятия «Уфимские инженерные сети», г. Уфа, Российская Федерация

M.G. Petrov, General Director of the Municipal Unitary Enterprise «Ufa Engineering Networks», Ufa, Russian Federation

e-mail: Maxim.petrov2012@hotmail.com

Рязапов Н.Р., начальник контрольно-аналитического отдела по ЯНАО «Северо-Уральское управление Ростехнадзора», г. Ноябрьск, Российская Федерация

N.R. Ryazapov, Head of Control and Analytical Department on YaNAO «North Ural Department of Rostekhnadzor», Noyabrsk, Russian Federation