

министерство нефтяной промышленности  
Всесоюзный научно-исследовательский институт  
по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов  
« ВНИИСПТ нефть »

**И Н С Т Р У К Ц И Я**  
**по очистке магистральных трубопроводов**  
**от внутренних отложений**

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ  
С С С Р

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель начальника  
Главнефтеснабжения РСФСР

Л. МАЦКИН

" 6 " декабря 1971г.

"УТВЕРЖДАЮ"

Начальник главного управления  
по транспортированию и поставкам  
нефти МПП СССР

А. КУЛИКОВ

" 7 " мая 1971г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ОЧИСТКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ  
ОТ ВНУТРЕННИХ ОТЛОЖЕНИЙ

## А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящая "Инструкция по очистке магистральных трубопроводов от внутренних отложений" составлена для применяемого способа механической очистки трубопроводов с учетом передового опыта нефтепроводных управлений.

"Инструкция" состоит из двух частей.

Первая часть посвящена вопросу организации очистки трубопроводов от внутренних отложений. Рассматриваются виды очисток трубопроводов и даются рекомендации по выбору периодичности очисток.

Вторая часть содержит указания по производству отдельных видов работ при очистке трубопроводов от внутренних отложений.

В приложениях помещены формы технической документации, описания и технические характеристики средств и устройств, применяемых при очистке трубопроводов от внутренних отложений. Даны методики расчета снижения пропускной способности и выбора периодичности очистки трубопроводов.

"Инструкция" разработана сектором эксплуатации трубопроводов лаборатории трубопроводного транспорта института ВНИИСПНефть Министерства нефтяной промышленности СССР (руководителя: канд. техн. наук В. Е. Губин, инж. Ф. Г. Мансуров; исполнители: А. Н. Тьма, М. П. Горбунова, С. С. Хабидуллина).

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В процессе эксплуатации происходит постепенное уменьшение пропускной способности нефтепроводов в связи с накоплением отложений парафина и продуктопроводов в связи с повышением шероховатости стенок труб в результате их внутренней коррозии и накопления продуктов коррозии и механических примесей. Уменьшение пропускной способности ведет к резкому снижению эффективности работы трубопроводов. Накопление отложений в продуктопроводах, кроме этого, приводит к ухудшению качества перекачиваемых продуктов из-за загрязнения их мехпримесями.

Для удаления отложений необходимо проводить периодическую очистку трубопроводов. Проведение периодической очистки позволит максимально использовать пропускную способность трубопроводов и снизить затраты на перекачку.

Настоящая "Инструкция по очистке магистральных трубопроводов от внутренних отложений" разработана на основе передового опыта нефтепроводных управлений в области организации и производства работ по очистке трубопроводов от внутренних отложений.

"Инструкция" содержит руководящие указания по организации и производству очистки трубопроводов. В ней приведены наиболее рациональные методы производства работ.

В приложениях даны формы технической документации, ведущейся при очистке трубопроводов от внутренних отложений, а также основные технические характеристики устройств, применяемых при очистке.

## Ч А С Т Ь I

### ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОЧИСТКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННИХ ОТЛОЖЕНИЙ

#### I. Общие указания

1. Настоящая "Инструкция по очистке магистральных трубопроводов от внутренних отложений" распространяется на очистку линейной части магистральных нефтепродуктопроводов от внутренних отложений при их эксплуатации.

2. Все технические мероприятия по подготовке и проведению очистки магистральных трубопроводов от внутренних отложений должны осуществляться с соблюдением "Правил технической эксплуатации магистральных трубопроводов для перекачки нефти и нефтепродуктов", "Правил по технике безопасности и промсанитарии при эксплуатации магистральных трубопроводов", правил противопожарной безопасности и требований настоящей "Инструкции".

#### 2. Виды очисток трубопроводов

3. Очистка трубопроводов подразделяется на предварительную и регулярную периодическую очистку от внутренних отложений.

4. Предварительная очистка проводится с целью полного удаления посторонних предметов и выявления дефектов трубопровода /вмятин, гофр, и т.д./. Для предварительной очистки целесообразно использовать жесткие калибровочные поршни /см. приложение III/, очистные устройства, снабженные в передней части жесткими калибрующими дисками, или шаровые резиновые разделители.

5. Предварительной очистке подвергается все вновь вводимые в эксплуатацию трубопроводы и трубопроводы, по которым при эксплуа-

тации не пропускались устройства с калибрующими дисками.

6. После предварительной очистки и устранения обнаруженных дефектов трубопровод должен обеспечивать беспрепятственный пропуск очистных устройств.

7. Предварительная очистка трубопровода оформляется соответствующим актом /см. приложение X/ и результаты ее заносятся в паспорт трубопровода.

8. Регулярная периодическая очистка трубопроводов проводится с целью удаления отложений с внутренних стенок труб, накапливающихся в процессе эксплуатации трубопроводов.

9. Для периодической очистки трубопроводов необходимо использовать очистные устройства, которые обеспечивают полное удаление отложений со стенок труб /см. приложение IV/.

10. Очередная очистка трубопроводов проводится при снижении их пропускной способности не более, чем на 5%.

11. Снижение пропускной способности трубопроводов определяется расчетом по фактическим данным их работы /см. приложение I/.

12. При интенсивном накоплении отложений /снижение пропускной способности на 5% примерно в течение месяца/ период времени между очистками определяется расчетом по предлагаемой методике /см. приложение II/.

13. Периодичность очистки продуктопроводов при отсутствии заметного снижения их пропускной способности выбирается из условия сохранения качества перекачиваемого продукта.

14. Очистка продуктопроводов проводится при повышении содержания механических примесей и воды в продукте, поступающем на конечный пункт трубопровода, выше нормы, установленных ГОСТом.

15. Трубопроводы большой протяженности с несколькими насосными станциями, как правило, очищаются по участкам.

16. Промежуточные насосные станции останавливаются в период приема или пропуска очистного устройства, а также загрязненного нефтепродукта или нефти во избежание попадания последних в технологические трубопроводы и насосы.

17. На конечном пункте нефть и нефтепродукты с повышенным содержанием парафина и механических примесей принимаются в отдельные резервуары. Нефтепродукты после отстоя реализуются как товарные продукты, а нефть с повышенным содержанием парафина смешивается с чистой нефтью так, чтобы общее содержание парафина не превышало согласованных норм.

18. График очистки трубопроводов по участкам составляется районными нефтепроводными управлениями, утверждается вышестоящей организацией и передается всем НПС. Контроль за выполнением графика осуществляется главным инженером районного Управления и старшими инженерами НПС.

19. На каждой НПС и в районном нефтепроводном управлении ведутся журналы учета очистки участков трубопровода (приложение УВ и IX).

20. Ответственными за организацию и проведение работ по запуску, контролю движения и приему очистных устройств являются старшие инженеры НПС.

21. Череклечения технологических линий при запуске, приеме и пропуске очистных устройств выполняются операторами НПС по указанию районного диспетчера.

22. Для каждой НПС составляется и утверждается районными нефте-

проводимы управлением местная производственная инструкция по очистке трубопровода. В инструкции указывается характер операций, выполняемых на станциях при очистке трубопровода, разграничиваются обязанности должностных лиц при выполнении этих операций и указывается конкретный способ их выполнения.

23. На всех НПС проводятся занятия по изучению технологии очистки трубопроводов от внутренних отложений со всеми работниками, непосредственно связанными с проведением работ по очистке.

## Ч А С Т Ь П

## ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ТРУБПРОВОДОВ

1. Подготовка трубопровода к проведению  
очистки

24. Для запуска и приема очистного устройства трубопровод оборудуется на головной станции камерой пуска, на промежуточных камерами приема и пуска; на конечном пункте камерой приема очистного устройства. Обязку камер пуска и приема очистных устройств целесообразно выполнять в соответствии со схемой, приведенной в приложении УП.

При использовании других схем обязка камер должна позволять пуск и прием очистных устройств с остановкой станции.

25. Лушнги и вторые нитки переходов большой протяженности (более 3 км), как правило, также оборудуются камерами пуска и приема очистных устройств.

26. В отдельных случаях, при расстоянии между станциями менее 100 км, некоторые промежуточные станции могут не оборудоваться камерами приема и пуска очистного устройства. При этом общая длина очищаемого за один запуск участка, как правило, не должна превышать 300 км на нефтепроводах и 200 км на продуктопроводах.

27. Для контроля движения очистных устройств устанавливаются сигнализаторы их прохождения:

- а) на камерах пуска и приема очистного устройства;
- б) на промежуточных насосных станциях, не оборудованных камерами, на магистрали перед приемной и выкидной линиями станции;

в/ на крупных водных переходах и на сложных участках трассы /несколько к.д. пересечений, пересечений каналами и т.п./. В качестве сигнализаторов могут быть использованы устройства, приведенные в приложении УІ.

28.Проверяется исправность манометров, установленных на камерах пуска и приема очистного устройства и линейной части трубопровода.

29.На приемах и выкидах НПС должны быть установлены самопишущие манометры.

30.Для контроля температуры перекачиваемого продукта на приеме и выкиде станции в помещении насосной врезаются карманы для термометров или устанавливаются датчики самопишущих термометров.

31.При первой очистке, а также при значительных перерывах в очистке, до запуска очистного устройства проверяется исправность, легкость открытия и закрытия и полное открытие линейных задвижек. Все неисправности должны быть устранены.

32.Резервуары НПС и конечного пункта нефтепровода должны быть оборудованы системами предотвращения накопления отложений парафина.

33.Все изменения в технологической обвязке станций и линейной части трубопровода, выполненные в период подготовки к проведению очистки, должны быть внесены в технологические схемы трубопроводов.

34.На каждой НПС /где имеются камеры пуска/ необходимо постоянно иметь не менее одного очистного устройства, готового к запуску.

#### 2.Проведение очистки трубопровода.

35.Районный диспетчер не менее, чем за сутки, телефонограммой извещает центрального диспетчера, руководство головной станции и конечного пункта очищаемого участка трубопровода об очередном

пропуске очистного устройства.

#### А. Запуск очистного устройства.

36. Перед запуском очистного устройства необходимо:

- а) проверить готовность очистного устройства к пропуску в соответствии с инструкцией по его эксплуатации;
- б) проверить исправность всех узлов и устройств камеры пуска очистного устройства, положение задвижек и сигнализатора (задвижки 7 и 8 должны быть закрыты) (см. приложение УП);
- в) освободить камеру от нефти;
- г) открыть концевой затвор;
- д) заложить очистное устройство камеру;
- е) закрыть концевой затвор;
- ж) заполнить камеру нефтью; заполнение вести через задвижку 7, одновременно выпуская воздух через спускной кран.

37. С получением указания о запуске, произвести запуск скребка: для этого открыть задвижку 8, затем задвижку 7 и прикрыть задвижку 9. После срабатывания сигнализатора открыть задвижку 9 и закрыть задвижки 7 и 8.

38. В период запуска очистного устройства следить за показаниями манометров, установленных на камере пуска.

39. Оператор головной станции участка сообщает районному диспетчеру и на конечный пункт время запуска очистного устройства. Районный диспетчер сообщает об этом телефонограммой центральному диспетчеру.

#### Б. Контроль движения очистного устройства.

40. Оператор головной станции участка и районный диспетчер

непрерывно контролируют движение очистного устройства и постоянно следят за давлением в начале и конце участка по самопишущим манометрам.

41. Местонахождение очистного устройства на данный момент времени и его расчетная скорость движения определяются по объему нефтепродукта, закачанного в трубопровод с момента запуска очистного устройства, и калибровочной таблице трубопровода /см. приложение У/.

42. Фактическая скорость движения очистного устройства определяется во времени его прохождения контрольных точек, где установлены сигнализаторы.

43. Особо тщательный контроль движения очистного устройства следует организовать при предварительной очистке трубопровода, так как здесь не исключена возможность его остановки из-за заклинивания посторонними предметами:

а/организовать специальную группу сопровождения,

б/подготовить аварийную бригаду к устранению возможной закупорки трубопровода.

44. Время остановки очистного устройства определяется по диаграмме записи самопишущих манометров, установленных в начале и в конце участка.

45. По времени в соответствии с п.п. 41, 42 определяется местонахождение очистного устройства.

В. Пропуск очистного устройства мимо промежуточных насосных станций, лупингов и резервных ниток

46. Промежуточные станции, не оборудованные камерами пуска и

приема, на период пропуска очистного устройства останавливаются. Станция останавливается за I час до расчетного времени подхода очистного устройства и включается в работу после его прохождения.

47. Дупляги, резервные нитки и перемычки между параллельными трубопроводами отключаются от основного трубопровода не позднее чем за I час до подхода очистного устройства и включаются после прохождения очистным устройством этих участков.

#### Г. Прием очистного устройства.

48. По получении сообщения о запуске очистного устройства проверяется исправность всех уалов и устройств камеры приема, и камера заполняется нефтью.

49. За I час до расчетного времени подхода очистного устройства к конечному пункту участка остановить конечную станцию и подключить камеру к магистрали, открыв задвижки 2 и 3, закрыть задвижку I /см. приложение УП./.

50. После того, как очистное устройство войдет в камеру, необходимо:

а/ отключить камеру от магистрали, открыв задвижку I и закрыв задвижки 2 и 3;

б/ включить станцию в работу;

в/ освободить камеру от нефти;

г/ открыть концевой затвор;

д/ извлечь очистное устройство.

## П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение I

МЕТОДИКА РАСЧЕТА СНИЖЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА

Снижение пропускной способности трубопровода определяется по фактическим данным его работы отдельно по каждому участку между насосными станциями.

Исходные данные для расчета.

I. Данные по технической характеристике участка трубопровода.

а) длина участка трубопровода;  $l$ .

б) Раскладка труб на участке.

в) Высотные отметки начала и конца участка  $Z_H$  и  $Z_K$ .

г) Допустимое максимальное давление в начале участка  $P_H^i$ .

д) Допустимое минимальное давление в конце участка  $P_K^i$ .

2. Данные по перекачиваемому продукту и режиму перекачки.

а) Зависимость вязкости  $\nu$  и плотности  $\gamma$  перекачиваемого продукта от температуры определяется в лаборатории анализом проб продукта, отобранных непосредственно из трубопровода.

б) Температура в начале и в конце участка  $t_H$  и  $t_K$ . Для замера температуры на приеме и выходе станции в помещении насосной должны быть врезаны датчики температур или карманы для термометров. При отсутствии их температура перекачиваемого продукта замеряется у струе продукта из спускного крана намер нуска и приема очистного устройства или насоса. При этом термометр держать в струе не менее 5 мин. Термометры должны быть с ценой деления не более 0,5°C.

в) Давление в начале и в конце участка  $P_H$  и  $P_K$ .

г) Производительность перекачки  $G_{\text{ф}}$  по данным оперативно-го учета.

Для определения давления и производительности из диспетчерских данных выбирается промежуток времени (не менее 8 часов), в течение которого на головной станции участка непрерывно работают одни и те же насосы и режим существенно не меняется. По объему перекачки за выбранный промежуток и его продолжительности определяется часовая производительность перекачки. Следует выбрать такой режим работы станции, при котором загрузка трубопровода наибольшая.

Снижение пропускной способности участка магистрального нефтепровода определяется по формуле

$$K = \left[ 1 - \left( 0,0246 \frac{G_{\text{ф}}^{1,75} \nu_{\text{ср}}^{0,25} l}{D_3^{4,75} \Delta P_{\text{ф}} \gamma_{\text{ср}}^{0,75}} \right)^{0,5714} \right] 100\% \quad (1)$$

где  $\nu_{\text{ср}}$  и  $\gamma_{\text{ср}}$  - соответственно вязкость и плотность при средней температуре на участке

$$t_{\text{ср}} = \frac{1}{3} t_{\text{н}} + \frac{2}{3} t_{\text{к}} \quad (2)$$

$D_3$  - эквивалентный диаметр чистого трубопровода

$$D_3^{4,75} = \frac{l}{\sum_{i=1}^n \frac{l_i}{D_i^{4,75}}} \quad (3)$$

$l_i$  - суммарная длина труб на участке с внутренним диаметром  $D_i$  ;

$\Delta P_{\text{ф}}$  - фактические потери давления на участке .

$$\Delta P_{\text{ф}} = P_{\text{н}} - P_{\text{к}} - \Delta Z \gamma_{\text{ср}}, \quad (4) \quad \Delta Z = Z_{\text{к}} - Z_{\text{н}}.$$

Для определения снижения пропускной способности участка продуктопровода используются значения гидравлических уклонов, приведенные в справочнике по гидравлическим расчетам /1/.

Порядок расчета

1. По формуле /2/ определяется  $t_{ср}$ .
2. Находятся значения  $v_{ср}$  и  $\gamma_{ср}$ , соответствующие  $t_{ср}$ .
3. Рассчитываются располагаемые потери напора на трение

$$\Delta H = \frac{\rho_H' - \rho_K'}{\gamma_{ср}} - \Delta Z \quad (3)$$

4. Определяется гидравлический уклон  $i = \frac{\Delta H}{l}$ .
5. Рассчитывается  $D_3$  по формуле /3/.
6. По таблице I9 /1/ находится поправочный коэффициент  $\Lambda$ , соответствующий  $D_3$ .
7. Определяется гидравлический уклон, соответствующий номинальному диаметру  $i_H = \frac{i}{\Lambda}$ .
8. По таблицам I-IV /1/ определяется расход  $Q_p$ , соответствующий  $i_H$  и  $v_{ср}$ . При промежуточных значениях  $v_{ср}$  и  $i_H$   $Q_p$  определяется линейной интерполяцией.

9. Определяются фактические потери напора на участке

$$\Delta H_{ф} = \frac{\rho_H - \rho_K}{\gamma_{ср}} - \Delta Z.$$

10. Находится фактический гидравлический уклон  $i_{ф} = \frac{\Delta H_{ф}}{l}$

11. По таблицам I-IV для соответствующего номинального диаметра находится гидравлический  $i_{Hф}$  при расходе  $Q_{ф} = \frac{G_{ф}}{\gamma_H}$ , где  $\gamma_H$  - плотность при  $t = t_H$ .

12. Определяется поправочный коэффициент  $A_{ф}$

$$A_{ф} = \frac{i_{ф}}{i_{Hф}}$$

13. Определяется гидравлический уклон, соответствующий номинальному диаметру:

$$i_{np} = \frac{i}{A_{\phi}}$$

14. По таблицам I-IV определяется расход  $Q_{фр}$ , соответствующий  $i_{np}$  и  $v_{ср}$ .

15. Рассчитывается снижение пропускной способности участка

$$K = \left(1 - \frac{Q_{фр}}{Q_p}\right) \cdot 100\%$$

#### Примеры

Пример I. Определить снижение пропускной способности участка нефтепровода номинальным диаметром 500 мм длиной 150 км. На участке трубопровода уложены трубы диаметрами  $D_1 = 529 \times 9$  обшей длиной  $l_1 = 80$  км;  $D_2 = 529 \times 9$ ;  $l_2 = 40$  км и  $D_3 = 508 \times 9,5$ ;  $l_3 = 30$  км. Отметим начала и конца участка  $Z_1 = 130$  м,  $Z_2 = 170$  м. Допустимое максимальное давление в начале участка  $P_H^i = 58$  кг/см<sup>2</sup>, минимальное давление в конце участка  $P_K^i = 0,5$  кг/см<sup>2</sup>. Температура в начале участка  $t_H = 21^\circ\text{C}$ , в конце участка  $t_K = 12^\circ\text{C}$ . Головная насосная участка оборудована тремя основными насосами I4Н-12х2 (два рабочих и один резервный) и одним подпорным насосом I4НДСН.

При работе 2-х насосов I4Н-12х2 с подпорным I4НДСН в течение 14 часов откачано 9250 тн. нефти при давлении в начале участка

$$P_H = 55 \text{ кг/см}^2, \text{ в конце участка } P_K = 1,5 \text{ кг/см}^2;$$

Решение.

1. Средняя температура нефти на участке

$$t_{cp} = \frac{1}{3} t_H + \frac{2}{3} t_K = \frac{1}{3} \cdot 21 + \frac{2}{3} \cdot 12 = 15^\circ C.$$

2. Вязкость перекачиваемой нефти при средней температуре

$$\nu_{cp} = 0,5 \frac{cm^2}{сек} = 0,5 \cdot 10^{-4} \frac{M^2}{сек}.$$

3. Плотность нефти при  $t_H = 20^\circ$   $\gamma_H = 840 \text{ кг/м}^3$  и

при  $t_{cp} = 15^\circ C$   $\gamma_{cp} = 842 \text{ кг/м}^3$ .

4. Эквивалентный диаметр чистого трубопровода

$$D_3 = \left[ \frac{\ell}{\sum_{i=1}^n \frac{\ell_i}{D_i^{4,75}}} \right]^{\frac{1}{4,75}} = \left[ \frac{150000}{\frac{80000}{0,513^{4,75}} + \frac{40000}{0,511^{4,75}} + \frac{30000}{0,489^{4,75}}} \right]^{\frac{1}{4,75}} =$$

$$= 0,5071 \text{ м} \quad D_3^{4,75} = 0,03975$$

5. Фактические потери давления на участке

$$\Delta P_{cp} = P_H - P_K - \Delta Z \gamma_{cp} = 55 - 15 - 40 \cdot 842 \cdot 10^{-4} = 50,1 \frac{кг}{м^2} = 50,1 \cdot 10^4 \frac{кг}{м^2}$$

6. Фактический расход  $G_{cp} = \frac{9250}{14} = 660 \text{ т/час} = \frac{660 \cdot 1000}{3600}$

= 183 кг/сек

7. Снижение пропускной способности участка по формуле /1/

$$K = \left\{ 1 - \left( 0,0246 \frac{G_{cp}^{1,75} \cdot \nu_{cp}^{0,25} \cdot \ell}{D_3^{4,75} \cdot \Delta P_{cp} \cdot \gamma_{cp}^{0,75}} \right)^{0,5714} \right\} 100\% =$$

$$= \left\{ 1 - \left[ 0,0246 \frac{183^{1,75} (0,5 \cdot 10^{-4})^{0,25} \cdot 150000}{0,5071^{4,75} \cdot 50,1 \cdot 10^4 \cdot 842^{0,75}} \right]^{0,5714} \right\} 100\% = 5,4\%$$

Пример 2. Определить снижение пропускной способности участка трубопровода, рассмотренного в примере I, при перекачке дизельного топлива с вязкостью при средней температуре  $\nu_{cp} = 0,085 \frac{cm^2}{сек}$  ;

плотность  $\gamma_{ср} = 830 \text{ кг/м}^3$  и  $\gamma_H = 828 \text{ кг/м}^3$

В течение 12 часов по участку перекачено 10000 т. дизельного топлива при давлениях  $P_H = 56 \text{ кг/см}^2$  и  $P_K = 1,5 \text{ кг/см}^2$

Решение.

1. Располагаемые потери напора на трение

$$\Delta H = \frac{P'_H - P'_K}{\gamma_{ср}} - \Delta Z = \frac{56 - 0,5}{830} \cdot 10^4 - 40 = 658 \text{ м.}$$

2. Располагаемый гидравлический уклон  $i = \frac{\Delta H}{L} = \frac{658}{150000} =$

$= 0,00438$

3. Эквивалентный диаметр участка  $D_э = 507 \text{ мм}$

4. По таблице 19 для диаметра 507 мм при турбулентном режиме в зоне смешанного трения поправочный коэффициент  $A = 0,93$ .

5. Гидравлический уклон, соответствующий номинальному диаметру

$$i_H = \frac{i}{A} = \frac{0,00438}{0,93} = 0,00471$$

6. По таблице 13 при вязкости 0,085 ст гидравлический уклон равен 0,00471 при расходе, лежащем в пределах 300-310 л/сек.

При расходе 300 л/сек и вязкости 0,085 ст гидравлический уклон  $i = \frac{0,00489 - 0,00453}{0,09 - 0,08} (0,085 - 0,08) + 0,00453 = 0,00456$

при той же вязкости и расходе 310 л/сек

$$i = \frac{0,00489 - 0,00481}{0,09 - 0,08} (0,085 - 0,08) + 0,00481 = 0,00485$$

Гидравлический уклон при вязкости 0,085 ст равен 0,00471 при расходе  $Q_p = \frac{310 - 300}{0,00485 - 0,00456} (0,00471 - 0,00456) + 300 = 305 \text{ л/сек}$

7. Фактические потери напора на участке

$$\Delta H_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{н}} - P_{\text{к}}}{\rho g} - \Delta Z = \frac{56 - 1,5}{850} \cdot 10^4 - 40 = 617 \text{ м.}$$

8. Фактический гидравлический уклон  $i_{\text{ф}} = \frac{\Delta H_{\text{ф}}}{l} = \frac{617}{150000} = 0,00412$ .

9. Для номинального диаметра 500 мм по таблице I3 при расходе

$$Q_{\text{ф}} = \frac{G_{\text{ф}}}{\gamma_{\text{н}}} = \frac{830}{828} \cdot \frac{1000}{3600} \cdot 1000 = 279 \text{ л/сек и вязкости}$$

0,085 ст. гидравлический уклон  $i_{\text{нф}} = 0,00397$ ,

10. Поправочный коэффициент на несоответствие диаметра номинальному

$$A_{\text{ф}} = \frac{i_{\text{ф}}}{i_{\text{нф}}} = \frac{0,00412}{0,00397} = 1,038.$$

11. Располагаемый гидравлический уклон при номинальном диаметре

$$i_{\text{нр}} = \frac{i}{A_{\text{ф}}} = \frac{0,00438}{1,038} = 0,00423.$$

12. По таблице I3 гидравлическому уклону 0,00423 при вязкости

0,085 ст соответствует расход  $Q_{\text{фр}} = 288 \text{ л/сек.}$

13. Снижение пропускной способности участка продуктопровода

$$K = \left(1 - \frac{Q_{\text{фр}}}{Q_{\text{р}}}\right) \cdot 100\% = \left(1 - \frac{288}{305}\right) \cdot 100\% = 5,5\%.$$

## М Е Т О Д И К А

### определения периодичности очистки трубопровода

Периодичность очистки трубопровода определяется отдельно для каждого его участка между перекачивающими станциями, исходя из условия обеспечения минимальных удельных затрат на перекачку по данному участку.

#### Исходные данные для расчета

Для расчета периодичности очистки необходимо знать:

1. Характер и интенсивность изменения производительности участка трубопровода во времени по мере накопления отложений, т. е. установить зависимость производительности  $Q$  от времени  $\tau$

В условиях работы магистральных нефтепроводов с периодом очистки от отложений парафина, намного меньшим периода существенных годовых изменений температуры окружающей среды, производительность трубопровода с течением времени меняется только в зависимости от степени запарафинивания труб /2/.

2. Затраты на перекачку за единицу времени, независимые от объема перекачки,  $\alpha_1$ , руб/час.

Удельные затраты на электроэнергию изменяются с течением времени незначительно и слабо влияют на характер изменения суммарных затрат в зависимости от выбора периода очистки и в практических расчетах ими можно пренебречь /3/.

3. Затраты на одну очистку участка трубопровода  $\alpha_2$ , руб.

Характер и интенсивность изменения производительности трубопровода во времени по мере накопления отложений парафина определяется по фактическим данным работы рассматриваемого участка трубопровода. Для этого в начале выбираются характерные для данного времени года (летний, зимний и т. п.) периоды с относительно постоянной температурой окружающего воздуха и грунта на глубине заложения трубопровода. Для выбранных периодов устанавливается характер изменения пропускной способности участка во времени и рассчитывается периодичность очистки.

По данным оперативного учета за рассматриваемый период выбираются также отрезки времени (продолжительностью не менее 6 часов), в течение которых на начальной станции работает одно и то же количество насосов с одинаковыми характеристиками. При этом параметры перекачки существенно не меняются.

За каждый выбранный отрезок времени определяется часовая производительность участка и время, истекшее от начала периода до этого отрезка. За начало периода принимается момент приема очистного устройства на конечном пункте участка. Время в часах, прошедшее с начала периода, исчисляется на износ выбранного отрезка времени. Полученные данные заносятся в таблицу (см. табл. 3 примера расчета) и строится график изменения производительности во времени. Сбор и анализ фактических данных работы ряда трубопроводов, подверженных интенсивной парафинизации, показывает во многих случаях что изменение их производительности с течением времени близко к линейному. Если на графике точки располагаются вблизи прямой, то зависимость изменения производительности участка во времени принимается линейной.

$$G = G_0 - q\tau, \quad (1)$$

где  $G_H$  - производительность участка непосредственно после его очистки (при  $T = 0$ ), тн/час;

$q$  - снижение производительности за единицу времени, тн/час<sup>2</sup>.

Значения  $G_H$  и  $q$  определяются по данным таблицы методом наименьших квадратов или методом средних. Затраты на перекачку и очистку  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  определяются также на основе фактических данных. В  $\alpha_1$  включаются все затраты (зароботная плата с начислениями, топливо, пар, вода, амортизация, текущий ремонт и прочие расходы), кроме затрат на электроэнергию.  $\alpha_1$  определяется по четным данным и равно сумме указанных затрат (в руб.) за отчетный период (месяц, квартал, год) деленной на плановое число часов работы участка в этот период. По параллельным трубопроводам затраты делятся пропорционально объему перекачки по ним, кроме амортизации, которая определяется для данного трубопровода по его стоимости.

В затраты на очистку  $\alpha_2$  включаются затраты по подготовке очистного устройства к пуску, пуск и прием устройства и часть его стоимости. (Исходя из опыта эксплуатации скребков примерно  $\frac{1}{3}$  часть).

Затраты на подготовку трубопровода к первой очистке (устройство камер пуска и приема очистных устройств и т.п.) не включаются в затраты на очистку, они относятся к капитальным затратам и от них отчисляется амортизация.

В таблице I даны средние значения  $\alpha_1$ , по отчетным данным нефтепроводных управлений для участка трубопровода в 100 км и расчетные значения  $\alpha_2$  при очистке деточными скребками и их отношения для трубопроводов различного диаметра.

Таблица I

Диам	219	273	325	377	426	529	630	720	820	1020
$\alpha_1$ руб/ 100км/ час	32	35	37	43	45	53	60	69	84	120
$\alpha_2$ руб.	110	130	150	170	190	230	280	320	380	530
$\alpha_2/\alpha_1$	3,4	3,7	4,0	4,0	4,2	4,3	4,7	4,6	4,5	4,4

Для участка трубопровода длиной в  $l$  км  $\alpha_1$  определяется по формуле  $\alpha_1 l = \alpha_1 \cdot 100 \cdot \frac{l}{100}$  руб/час 12/ и соответственно изменяется и отношение  $\alpha_2/\alpha_1$ .

#### Расчет периодичности очистки

I. При линейной зависимости  $G$  от  $T$  период времени между очистками участка трубопровода согласно 13/ определяется по формуле:

$$T_u = - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} + \sqrt{2 \frac{G_H}{q} \left( 0,328 T_0 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)}, \quad 13/$$

где  $T_0$  - время остановки конечной станции участка в период приема скребка. По принятой технологии примерно 2 часа, тогда

$$T_u = - \frac{\alpha_2}{\alpha_1} + \sqrt{2 \frac{G_H}{q} \left( 0,656 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)} \quad 14/$$

2. При любой другой зависимости  $G$  от  $T$  период времени между очистками согласно [3] определяется решением уравнения

$$\frac{G_T - G_0}{G_K} - T_4 = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \quad 15/$$

где  $G_K$  - производительность трубопровода в момент времени  $T = T_4$ ;

$G_0$  - потеря в объеме перекачки в результате останковки конечной станции участка в период приема скребка,

$$G_0 = 0,328 G_H T_0 ; \quad 16/$$

$G_T$  - объем перекачки за период времени между очистками,

$$G_T = \int_0^{T_4} G \cdot dT. \quad 17/$$

Уравнение 15/ решается численным методом или графоаналитически.

#### Примеры расчета.

Пример I. Определить периодичность очистки участка нефтепровода на основе фактических данных его работы в период с 13 февраля по 7 марта. 12-13 февраля проведена очистка участка трубопровода щеточным скребком. Скребок принят на конечном пункте в 2<sup>00</sup> 13 февраля. Диаметр участка нефтепровода 500 мм длина 87,44 км. На головной насосной станции участка установлены центробежные насосы-основные I4H-I2x2 - 3 шт. и подпорный I4HДСН-I шт.

При максимальной загрузке трубопровода на станции работают два основных и один подпорный насосы. Насосы № 2 и 3 имеют одинаковую характеристику, а у насоса № 1 характеристика несколько ниже, поэтому в основном насосы работают в таких сочетаниях № 1 - № 2 - подпорный или № 1 - № 3 - подпорный.

Решение.

1. Из данных оперативного учета (диспетчерских листов) выбираем отрезки времени, в течение которых на головной насосной станции рассматриваемого участка работают насосы № 1 - № 2 - подпорный или № 1 - № 3 - подпорный. В таблице 2 для примера приведены выписки из диспетчерских листов за несколько дней, где в рамки заключены выбранные отрезки времени.

2. Определяем продолжительность каждого отрезка времени.

3. Находим объемы перекачки за выбранные отрезки времени.

4. Рассчитываем продолжительность  $G$  участка за каждый отрезок времени.

5. Определяем время  $\tau$ , истекшее с момента очистки (от начала периода) до выбранных отрезков времени (начало отсчета 2<sup>00</sup> 13 февраля).

Результаты расчета приведены в таблице 3.

6. По данным таблицы 3 строим график зависимости пропускной способности участка от времени (см. рис. 1). Из графика видно, что точки располагаются примерно на прямой и зависимость  $G$  от  $\tau$  в данном случае можно принять линейной.

7. Используя данные таблицы 3, находим методом средних значений  $G_n$  и  $q$  в формуле /1/. Для этого данные таблицы 3 разбиваем на две примерно одинаковые группы в порядке возрастания

Таблица 2

		Ч а с н												
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	
I3/П	Номера работающих насосов	26 <sup>х</sup> /	I-26	26	26	26	26							
	Давление на приеме и выкиде насосов, атм.	3/36	<u>2,5 22</u> 22 50	<u>2,5 22</u> 22 49	2,5/35	2,5/35	2,5/35	3/35						
	Давление в начале трубопровода, атм	36	50	49	49	49	49	49	49	49	35	35	35	36
	Откачено, тн	1858	2153	1901	2151	2087	2106	2275	2207	2218	1906	1926	1764	
I4/П	Номера, работающих насосов	26	26	26	26	26	26	I-36	I-36	I-36	I-36	I-36	I-36	
	Давление на приеме и выкиде насосов, атм	3/36	3/36	3/36	3/36	3/36	3/36	<u>2,5 22</u> 22 49	<u>2,5 22</u> 22 49	<u>2,5 22</u> 22 49	<u>2,5 22</u> 22 49	<u>2,5 22</u> 22 48	<u>2,5 22</u> 22 48	
	Давление в начале трубопровода, атм	36	36	36	36	36	36	49	49	49	49	48	48	
	Откачено, тн	1770	1897	1886	1858	1831	1878	1641	2256	2165	2073	2211	2204	
I5/П	Номера, работающих насосов	I-36												
	Давление на приеме и выкиде насосов, атм	<u>2,5 22</u> 22 48	<u>2,5 22</u> 22 49	<u>2,5 22</u> 22 49	<u>2,5 22</u> 22 50	<u>2,5 22</u> 22 47	<u>2,5 22</u> 22 49	<u>2,5 22</u> 22 50						
	Давление в начале трубопровода, атм	48	49	49	50	47	49	50	50	50	50	50	50	
	Откачено, тн	2220	2191	1863	2239	2237	2245	2089	2167	1760	2141	2152	2025	
I6/П	Номера, работающих насосов	I-36	36	36	36									
	Давление на приеме и выкиде насосов, атм	<u>2,5 22</u> 22 50												
	Давление в начале трубопровода, атм	50	50	50	50	50	50	50	50	50	36	36	36	
	Откачено, тн	2262	2202	2138	2063	2270	2178	2204	2295	2016	1833	1932	1751	

х/ буквой "б" обозначен подпорный насос.

Таблица 3

№ пп	Номера работающих насосов	Выбранные отрезки времени	Продолжительность отрезка	Общий объем перекачки за отрезок тн	Среднечасовой объем перекачки G тн/час	Время, прошедшее с момента отсчета τ час
I.	I-26	с 4 <sup>00</sup> I3/П до 16 <sup>00</sup> I3/П	12	12988	1082	14
2.	I-36	с 20 <sup>00</sup> I4/П до 2 <sup>00</sup> I5/П	6	6635	1106	48
3.	I-36	с 12 <sup>00</sup> I5/П до 6 <sup>00</sup> I6/П	18	18946	1052	76
4.	I-36	с 6 <sup>00</sup> I6/П до 18 <sup>00</sup> I6/П	12	12926	1077	88
5.	I-36	с 22 <sup>00</sup> I7/П до 4 <sup>00</sup> I9/П	30	32301	1076	146
					$\sum_1 G = 5393$	$\sum_1 \tau = 372$
6.	I-36	с 8 <sup>00</sup> I9/П до 24 <sup>00</sup> I9/П	16	17067	1056	166
7.	I-26	с 10 <sup>00</sup> 20/П до 18 <sup>00</sup> 20/П	8	8703	1088	184
8.	I-26	с 8 <sup>00</sup> 26/П до 16 <sup>00</sup> 26/П	8	8170	1021	326
9.	I-26	с 20 <sup>00</sup> 26/П до 6 <sup>00</sup> 27/П	10	10280	1028	340
10.	I-26	с 4 <sup>00</sup> 5/III до 16 <sup>00</sup> 5/III	12	12115	1009	422
II.	I-36	с 6 <sup>00</sup> 7/III до 12 <sup>00</sup> 7/III	6	5905	984	466
					$\sum_2 G = 6196$	$\sum_2 \tau = 1904$

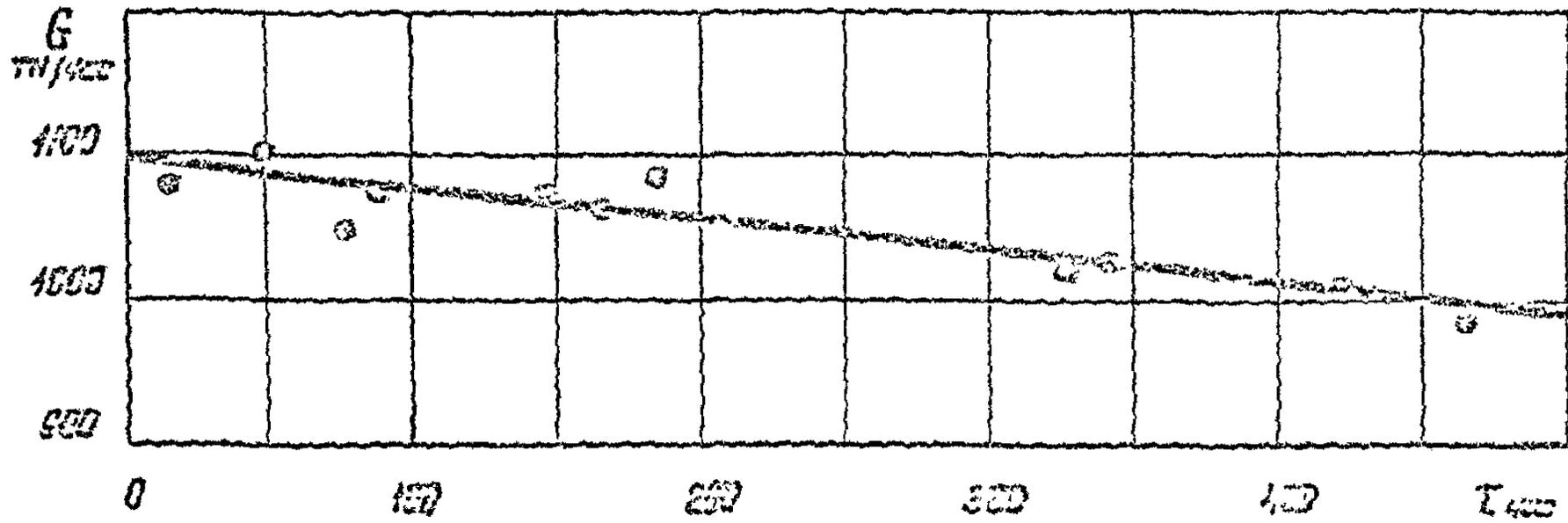


Fig. 1

их номеров и для каждой группы находим сумму значений  $G$  и  $\tau$

Составляем 2 уравнения

$$\sum_1 G = n_1 G_H - q \sum_1 \tau,$$

$$\sum_2 G = n_2 G_H - q \sum_2 \tau, \quad (8)$$

где  $\sum_1 G, \sum_1 \tau$  и  $\sum_2 G, \sum_2 \tau$  - сумма значений  $G$  и  $\tau$  для первой и второй группы, соответственно;

$n_1$  и  $n_2$  - число значений  $G$  в группах.

Решая систему (8) получим

$$G_H = \frac{\sum_1 G \cdot \sum_2 \tau - \sum_2 G \cdot \sum_1 \tau}{n_1 \sum_2 \tau - n_2 \sum_1 \tau} = \frac{3393 \cdot 1904 - 6195 \cdot 372}{5 \cdot 1904 - 6 \cdot 372} = 1093 \text{ т/час};$$

$$q = \frac{n_2 \sum_1 G - n_1 \sum_2 G}{n_1 \sum_2 \tau - n_2 \sum_1 \tau} = \frac{6 \cdot 3393 - 5 \cdot 6195}{5 \cdot 1904 - 6 \cdot 372} = 0,189 \text{ т/час}^2$$

Тогда зависимость изменения производительности рассматриваемого участка во времени будет

$$G = 1093 - 0,189 \tau \quad (1')$$

На рис. I для сравнения проведена прямая, рассчитанная по формуле ( )

8. По фактической калькуляции затрат на перекачку определим коэффициент  $\alpha$ . Калькуляция годовых затрат на перекачку по всему трубопроводу приведена в таблице 4.

Таблица 4

№ п/п	Наименование статей	Затраты тыс. руб.
1	2	3
1.	Заработная плата	450
2.	Отчисления на соц. страхование	38

I	2	3
3. Топливо, пар, вода		16
4. Электроэнергия		598
5. Амортизация		1417
6. Текущий ремонт		17
7. Потери нефти и нефтепродуктов		94
8. Прочие расходы		382
	ИТОГО:	3012
9. Административно-управленческие расходы		26
	ВСЕГО:	3038

Из общей суммы затрат исключим затраты на электроэнергию, которые зависят от объема перекачки, тогда сумма независимых затрат по всему трубопроводу  $3038 - 598 = 2440$  тыс. руб./год или за единицу времени  $\frac{2440 \cdot 10^3}{8400} = 291$  руб/час,

где 8400 - число часов работы трубопровода в году.

Считая не зависящие от объема перекачки затраты пропорциональными длине трубопровода, для рассматриваемого участка длиной 87,14 км имеем

$$\alpha_1 = \frac{291}{358} \cdot 87,14 = 71 \text{ руб/час,}$$

где 358 - длина всего трубопровода,

9. Определим затраты на одну очистку трубопровода  $\alpha_2$  при очистке щеточными скребками.

Калькуляция затрат приведена в таблице 5.

Таблица 5

Наименование статей	Затраты в рубл.
I. Стоимость 2-х манжет 2х32	64-00
2. Затраты на переборку скребка:	
I-чел-день 5 разряда 1х3-36	3-36
2-чел-дня 4 разряда 2х2-89	5-78
3. Затраты по пуску скребка:	
0,5 чел-дня 5 разряда 0,5х3-36	I-68
I,5 чел-дня 4 разряда I,5х2-89	4-33
4. Затраты по приемке скребка:	
0,5 чел-дня 5 разряда 0,5х3-36	I-68
I,5 чел-дня 4 разряда I,5х2-89	4-33
ИТОГО по зарплате	2I-I6
6. Отчисление на социальное страхование 8,4%	I-78
7. Накладные расходы 25% 0,25х2I-I6	5-29
ИТОГО:	92-23
8. Стоимость скребка, приходящаяся на одну очистку 0,2 х 729 = 38	I45-88
ВСЕГО:	238-I I

Согласно калькуляции затраты на одну очистку трубопровода составляют  $\alpha_2 \approx 238$  руб.

Ю. При линейном изменении  $G$  от  $\tau$  период времени между очистками трубопровода определяется по формуле /4/.

$$\tau_4 = -\frac{\alpha_2}{\alpha_1} + \sqrt{2 \frac{G_H}{q} \left( 0,656 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right)} = -\frac{238}{71} + \sqrt{2 \frac{1093}{0,139} \left( 0,656 + \frac{238}{71} \right)} =$$

$$= -3,3 + 215,3 = 212 \text{ часов}$$

$$\text{или } \tau_{\text{ч}} = 8,8 \text{ суток} \approx 9 \text{ суток}$$

С целью снижения удельных затрат на перекачку и рациональной загрузки трубопровода его необходимо чистить в рассматриваемый период времени (февраль, март) примерно через 9 суток.

Снижение пропускной способности участка перед очередной очисткой составит

$$K = \frac{G_H - G_K}{G_H} = \frac{q \tau_{\text{ч}}}{G_H} = \frac{0,189 \cdot 212}{1093} = 0,037.$$

$$\text{или } K = 3,7\%.$$

Пример 2. Определить периодичность очистки участка нефтепровода диаметром 300 мм длиной 113 км по данным его работы в период с 7 января по 1 февраля. В начале рассматриваемого периода участок нефтепровода очищен пропуском скребка. Время приема скребка на конечной пункте участка 6<sup>00</sup> 7 января. На головной станции участка постоянно работает один насос АЛПЗ-300, который и обеспечивает полную загрузку трубопровода. Режим работы станции в течение суток практически не меняется, поэтому за отрезки времени принимаем 1 сутки и определяем среднечасовую производительность на каждые сутки.

Данные приведены в таблице 6. По этим данным строим график изменения производительности участка во времени (см. рис. 2). Из рисунка видно, что в данном случае зависимость  $G$  от  $\tau$  нелинейна. В этом случае решение может быть найдено графоаналитическим методом или другими методами.

Таблица 6

№ пп	Дата	Продолжительность работы насоса в течение суток, час	Откачено за сутки, т	Средне часовая объем перекачки $\bar{Q}$ , т/час	Время, прошедшее с момента очистки $\tau$ , час
1.	7.I	24	6018	250,8	0
2.	8.I	24	6038	251,6	24
3.	9	—	5871	244,6	48
4.	10	—	5991	249,6	72
5.	11	—	5915	246,5	96
6.	12	—	5881	245,0	120
7.	13	—	5962	248,4	144
8.	15	—	5868	244,5	192
9.	16	—	5762	239,7	216
10.	17	—	5838	243,2	240
11.	18	—	5664	236,0	264
12.	19	—	5746	239,4	288
13.	20	—	5709	237,9	312
14.	21	—	5610	233,8	336
15.	22	—	5712	238,0	360
16.	23	—	5727	238,6	384
17.	24	—	5695	237,3	408
18.	25	—	5596	233,2	432
19.	26	—	5721	234,2	456
20.	27	—	5631	234,6	480
21.	28	—	5605	233,5	504
22.	29	—	5598	233,3	528
23.	30	—	5646	235,2	552
24.	31	—	5602	233,4	576
25.	I.II.	—	5615	233,6	600

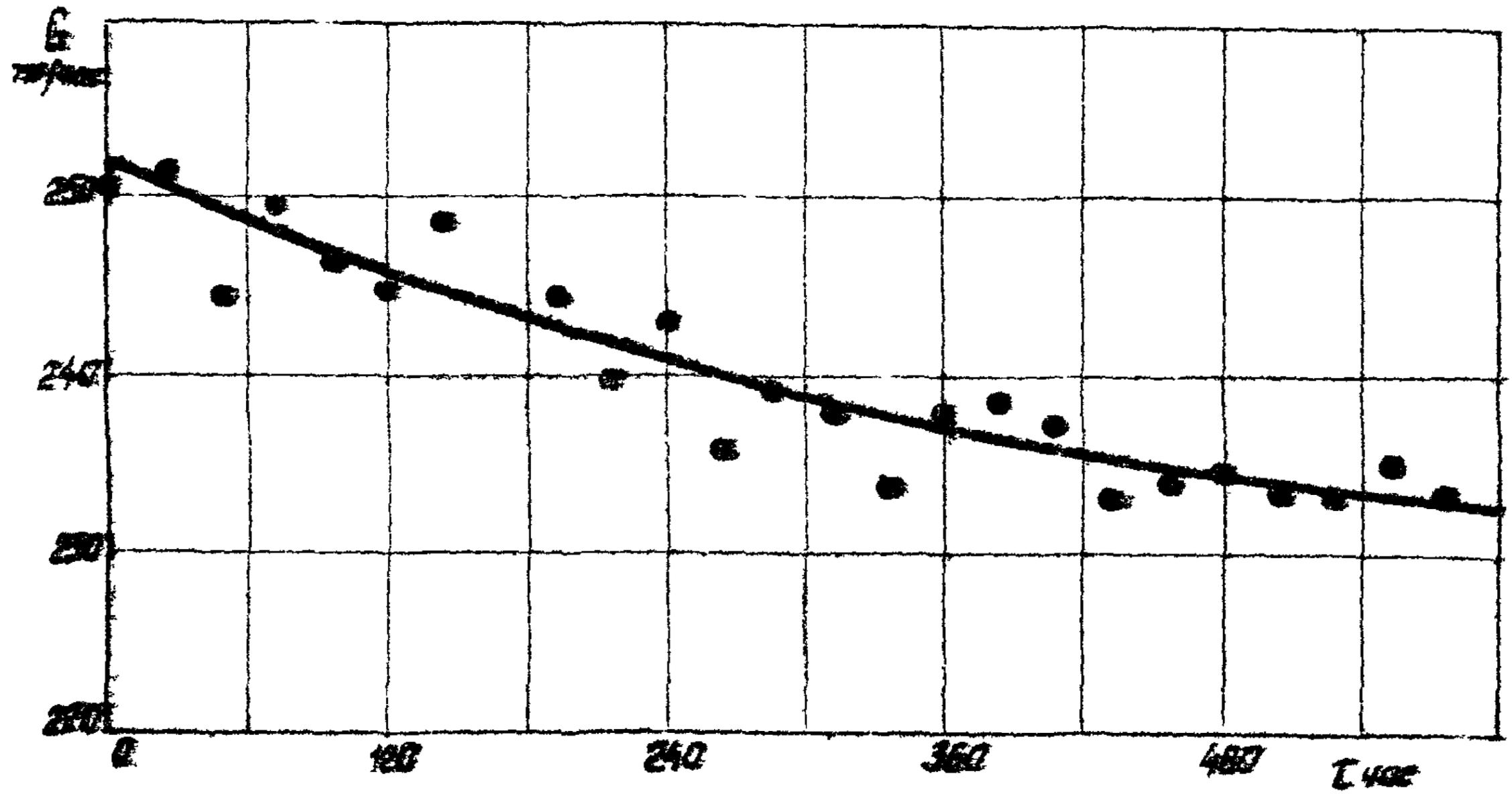


Fig. 2

Графоаналитическое решение

1. По точкам на рис.2 проводим среднюю кривую /см. кривую I на рис.2/.

2. Рассматриваемый период делим на  $n$  /10/ равных частей с шагом  $\tau_n = 60$  час. и для точек деления по средней кривой находим значения  $G$  /см. таблицу 7./.

Таблица 7

$\tau, \text{час}$	0	60	120	180	240	300	360
$G, \text{т/час}$	252	249	246	243	240,6	238,6	237
$G\tau, \text{т}$			29880		59058		87700
$\frac{G\tau - G_0 \cdot \tau_n}{G_k}, \text{час}$			0,8		4,8		9,3
$\frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \text{час}$			4,69		4,69		4,69

3. Задаваясь тремя значениями  $\tau_n$  /  $\tau_n = 120, 240$  и  $360 \text{ час}$  / и для них вычисляем  $G\tau$  по формуле трапеций.

$$G\tau = \int_0^{\tau_n} G d\tau \approx \tau_n \left( \frac{G_0 + G_k}{2} + G_1 + G_2 + \dots + G_{k-1} \right), \quad (9)$$

где  $G_0, G_k, G_1, G_2$  и т.д.  $G_{k-1}$  - производительность при  $\tau=0, \tau=\tau_n, \tau=2\tau_n$  и т.д.  $\tau=\tau_n, \tau=2\tau_n$  соответственно

$$G\tau_{120} = 60 / \frac{252 + 246}{2} + 249 / = 29880 \text{ т.}$$

$$G\tau_{240} = 60 / \frac{252 + 240,6}{2} + 249 + 246 + 243 / = 59058 \text{ т.}$$

$$G\tau_{360} = 60 / \frac{252 + 237}{2} + 249 + 246 + 243 + 240,6 + 238,6 / = 87700 \text{ т.}$$

4. Определяем  $G_0 = 0,328 G_n \tau_0 = 0,328 \times 252 \times 2 = 165,3 \text{ т.}$

5. Вычисляем левую часть уравнения /5/.

6. Находим правую часть уравнения /5/.

Результаты расчета сведены в таблицу 7.

По данным таблицы 7 строим графики правой и левой частей уравнения /5/ в зависимости от  $T_{ц}$  и в точке их пересечения находим искомое значение  $T_{ц} = 240$  час. /см. рис. 3/ или  $T_{ц} = 10$  суткам.

Следовательно, с целью обеспечения наиболее рациональной загрузки участка трубопровода его необходимо чистить в рассматриваемый период через 10 суток. В этом случае снижение производительности участка перед очисткой составит

$$K = \frac{G_H - G_K}{G_H} = \frac{252 - 240,6}{252} = 0,045 = 4,5\%$$

Приложение III

КАЛИБРОВОЧНЫЕ ПОРШНИ

Жесткие калибровочные поршни /рис. I/ предназначены для очистки внутренней полости магистральных трубопроводов от посторонних предметов и выявления дефектов трубопровода /вмятин, гофр и т.п./ Для этого в передней части поршня установлен жесткий металлический диск, размер которого несколько меньше внутреннего диаметра труб.

Основные размеры калибровочных поршней приведены в таблице.

Условный диаметр трубопровода	300	350	500
Ø П, мм	270	260	370
Ø Д	90	90	95
% от минимального внутреннего диаметра трубопровода			
С, мм	100	100	120
А, мм	200	250	350
Т, мм	575	675	920
ØВ мм	труба 169x4	труба 219x4	труба 325x4

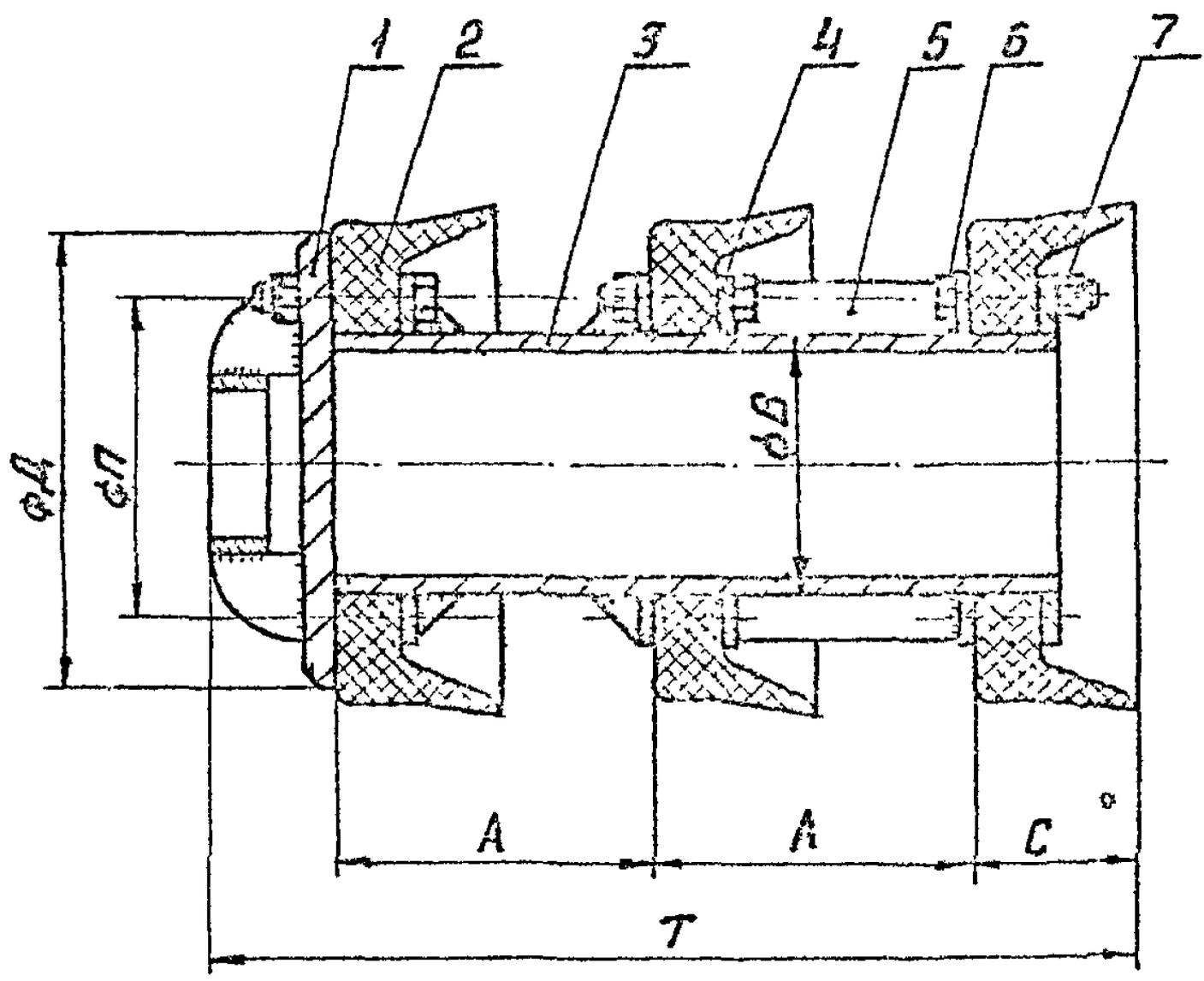


Рис.1. Калибровочные пары  
 1-калибрующий диск; 2-манжета; 3-корпус;  
 4-фланец; 5-ребро; 6-болт; 7-гайка.

## Приложение IV

### ОЧИСТНЫЕ УСТРОЙСТВА

В настоящее время для очистки магистральных трубопроводов от внутренних отложений применяются шаровые резиновые разделители и щеточные скребки.

Щеточные скребки (рис. I и 2) состоят из двух манжет и двух рядов щеток, установленных на центральной стержне.

Очистка внутренних стенок трубопровода производится двумя рядами щеток /1/. С целью перекрытия всего периметра трубы задний ряд щеток устанавливается с поворотом относительно переднего.

Щетки укреплены на щеткодержателях /2/ и прижимаются к стенкам трубопровода при помощи пружин сжатия /3/ через систему рычагов.

Конструкция узла прижатия обеспечивает компенсирование износа щеток за счет их перемещения в радиальном направлении.

Коническая форма манжет /4/ обеспечивает плотное прижатие их к стенкам трубопровода и компенсирование износа по мере продвижения скребка.

Возможность перемещения щеток в радиальном направлении и форма манжет облегчает прохождение скребка через суженные места трубопровода.

Техническая характеристика  
петочных скребков

№ ш/п	Показатели	Условный размер скребка			
		300	350	500	700
1.	Рабочая среда	нефть, нефтепродукты			
2.	Давление рабочей среды	до 70 кг/см <sup>2</sup>			
3.	Температура рабочей среды	+5 <sup>0</sup> С ± +70 <sup>0</sup> С			
4.	Условный диаметр очищаемого трубопровода	300	350	500	700
5.	Допускаемое местное сужение трубопровода, мм	260	290	400	500
6.	Допускаемый радиус изгиба трубопровода не менее, м	1,5	1,5	1,5	3
7.	Допускаемый угол между осями труб юных стиков не менее, градусов	163	165	160	165
8.	Габаритные размеры:				
	длина, мм	1000	1100	1500	1800
	диаметр, мм	350	400	600	750
	вес, кг	100	110	190	410

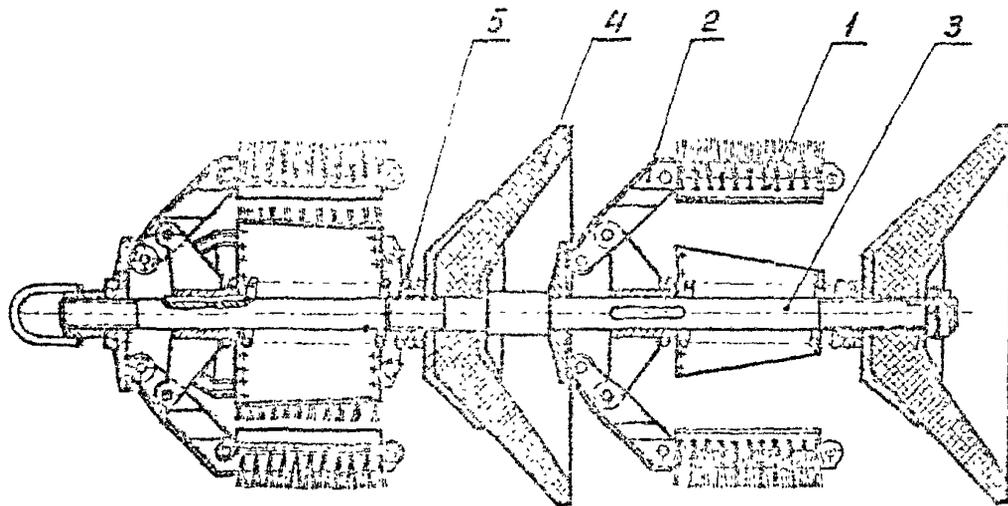


Рис. 1. Щеточные скребки для трубопроводов  
Ду 300, 350, 500 мм

1-щетка; 2-щеткодержатель; 3-центральный  
стержень; 4-лапчатка; 5-пружина.

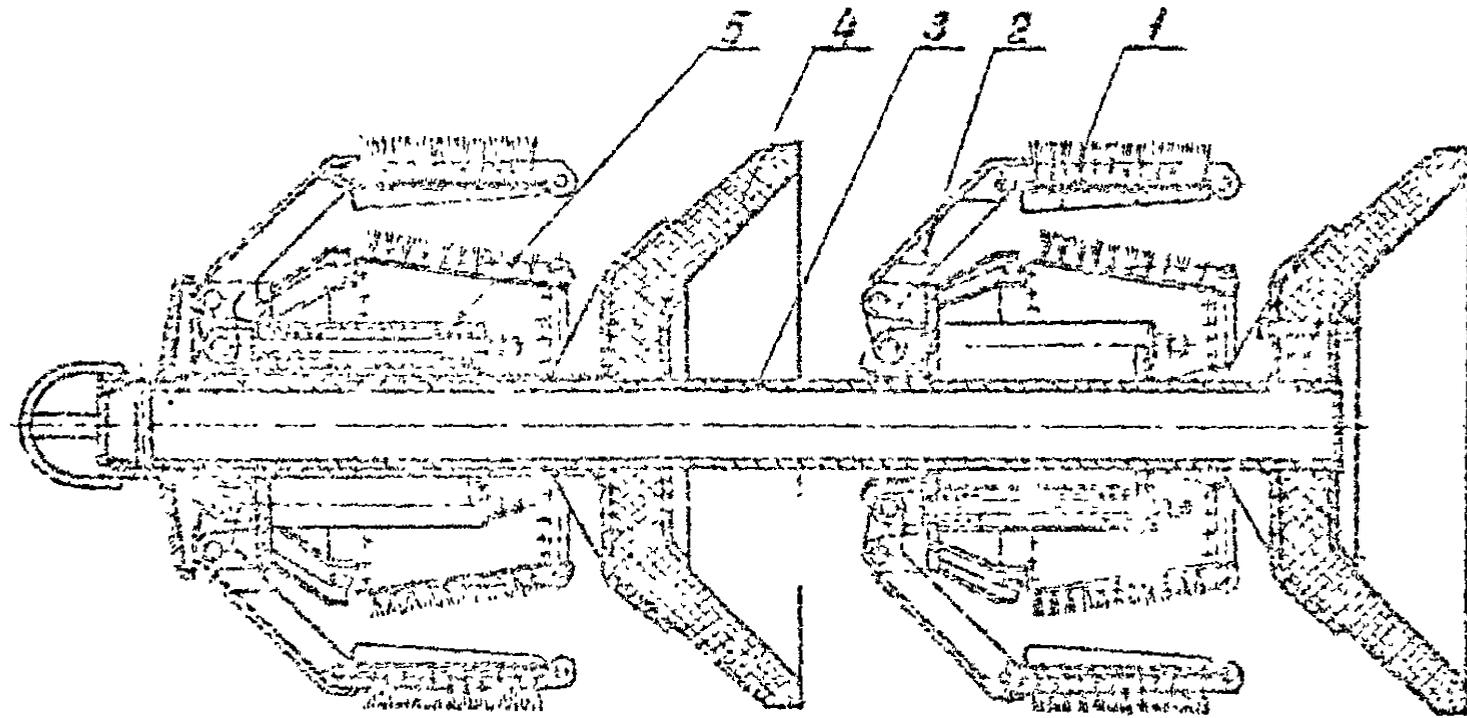


рис. 2. Щеточный скребок для трубопровода Ду 750 мм.  
1-щетка; 2-щеткодержатель; 3-центральный  
опорный; 4-скребок; 5-пружина.

КОНТРОЛЬ ДВИЖЕНИЯ ОЧИСТНОГО  
УСТРОЙСТВА

Для контроля движения очистного устройства по трубопроводу ведется журнал (форма 1).

Расчетное местонахождение очистного устройства определяется по объему закачанного продукта и калибровочной таблице трубопровода (форма 2).

Пример: Определить расчетное местонахождение очистного устройства на 18<sup>00</sup> по данным, приведенным в примере заполненная журнала.

С момента пуска очистного устройства в трубопровод закачано 1450 м<sup>3</sup> продукта. По калибровочной таблице (см. пример заполнения) находим ближайший меньший объем трубопровода 1385,72 м<sup>3</sup>, что соответствует длине 7 км. Разницу объемов  $1450 - 1385,72 = 64,28$  м<sup>3</sup> делим на объем следующего восьмью километра  $\frac{64,28}{206,6} = 0,31$  км. Таким образом, на 18<sup>00</sup> очистное устройство должно находиться на расстоянии  $7 + 0,31 = 7,31$  км.

# Ж У Р Н А Л

контроля движения очистного устройства

по трубопроводу \_\_\_\_\_ диаметром \_\_\_\_\_ мм  
/название трубопровода/

на участке \_\_\_\_\_  
/название участка/

Дата	Время	Откачено за 2 часа, м <sup>3</sup>	Заканчено в трубопроводе с момента пуска очистного устройст./нараст./ м <sup>3</sup>	Расчетное местонахождение очистного устройства, км	Прохождение очистного устройства через контрольные точки		Средняя скорость движения очистного устройства		Примечание
					км	Время прохождения		Расчетная, км/час	
Расчетн.	Фактич.								

П Р И М Е Р заполнения

Пуск 12 час. 45 мин. 7/II 1968г.

	12 <sup>45</sup>	0	0	0,0	0,0			12 <sup>45</sup>	
7/II	I4	440	440	2,28					
	I6	500	940	4,84	5	I6 ч. 8 м.	I6 ч. 10 м.	I,475	I,464
	I8	510	I450	7,3I					

КАЛИБРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА

трубопровода на участке  
 /название трубопровода/ /название участка/  
 ка/

Км	Длина уложенных на данном км труб размером, м			Объем I п.м. труб размером, м <sup>3</sup>			Объем данного километра трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопровода нараст., м <sup>3</sup>
	D <sub>1</sub> × δ <sub>1</sub>	D <sub>2</sub> × δ <sub>2</sub>	и т.д.	D <sub>1</sub> × δ <sub>1</sub>	D <sub>2</sub> × δ <sub>2</sub>	и т.д.		
1	l <sub>1</sub>	l <sub>2</sub>		$V_1 = \frac{\pi(D_1 - 2\delta_1)^2}{4} l_1$	$V_2 = \frac{\pi(D_2 - 2\delta_2)^2}{4} l_2$		$V_1 = V_1 l_1 + V_2 l_2$	$V_{TP1} = V_1$
2	l <sub>3</sub>	l <sub>4</sub>				$V_2 = V_1 l_3 + V_2 l_4$	$V_{TP2} = V_{TP1} + V_2$	
3	l <sub>5</sub>	l <sub>6</sub>				$V_3 = V_1 l_5 + V_2 l_6$	$V_{TP3} = V_{TP2} + V_3$	
и т.д.						и т.д.	и т.д.	

Пример заполнения калибровочной таблицы

Км	Длина уложенных на данном км труб размером, м		Объем I п.м. труб размером, м <sup>3</sup>		Объем данного километра трубопровода, м <sup>3</sup>	Объем трубопровода нараст., м <sup>3</sup>
	508 × 9,5	529 × 8	508 × 9,5	529 × 8		
1.	500	500	$\frac{\pi(0,508 - 2 \cdot 0,0095)^2}{4}$	$\frac{\pi(0,529 - 2 \cdot 0,008)^2}{4}$	197,15	197,15
2.	900	100			189,59	386,74
3.	1000				187,7	574,44
4.	800	200			191,48	765,92
5.		1000			206,6	972,52
6.		1000			206,6	1179,12
7.		1000			206,6	1385,72
8.		1000			206,6	1592,32

СИГНАЛИЗАТОРЫ ПРОХОЖДЕНИЯ ОЧИСТНОГО  
УСТРОЙСТВА

Для сигнализации прохождения очистных устройств по трубопроводу институтом "ВНИИКАнефтегаз" разработана серия механических сигнализаторов типа СКР. Механические сигнализаторы разработаны в двух модификациях:

- а) местные сигнализаторы типа СКР-2 и СКР-3 для визуального наблюдения;
- б) сигнализаторы типа СКР-4 и СКР-5 для дистанционного наблюдения.

Базовой конструкцией всех приборов служит местный сигнализатор СКР-2 (рис. 1).

Принцип действия сигнализаторов СКР основывается на механическом воздействии движущегося очистного устройства на рычаг, выступающий внутрь трубопровода. Благодаря движению рычага поворачивается показывающий колпачок относительно стрелки или замыкается микровыключатель.

Сигнализаторы с электроконтактным устройством (рис. 2) подключаются в систему телемеханики или непосредственно в линию связи, что позволяет диспетчеру следить за движением очистного устройства по трубопроводу.

СКР-3 и СКР-5 аналогичны СКР-2 и СКР-4 и отличаются только тем, что у них корпус удлинен, благодаря чему показывающую часть или сигнализирующее устройство прибора можно вывести на поверхность земли при заглубленном трубопроводе.

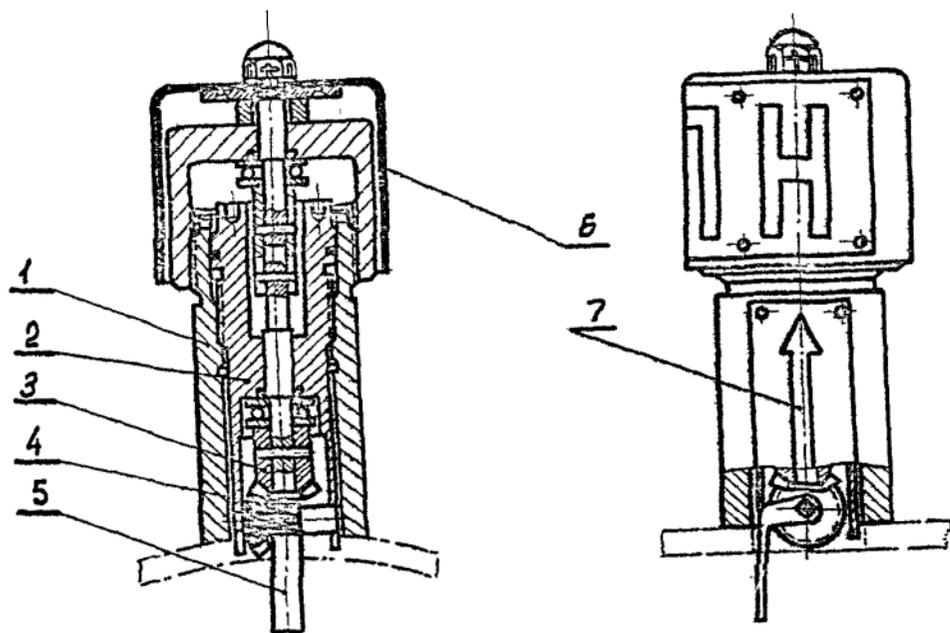


Рис. 1. Местный сигнализатор прохождения скребка типа СКР-2.  
 1-корпус прибора; 2-механизм поворота; 3,4-шестерни конические; 5-рычаг  
 механизма поворота; 6-кожух; 7-стрелка.

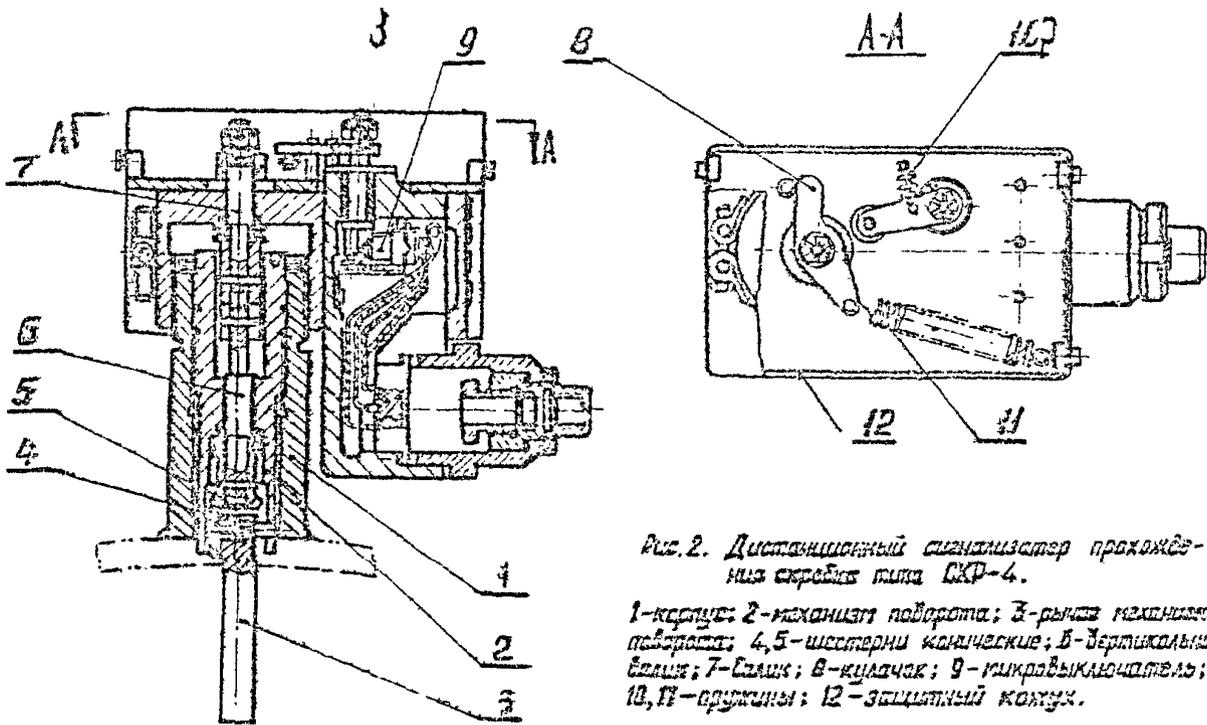
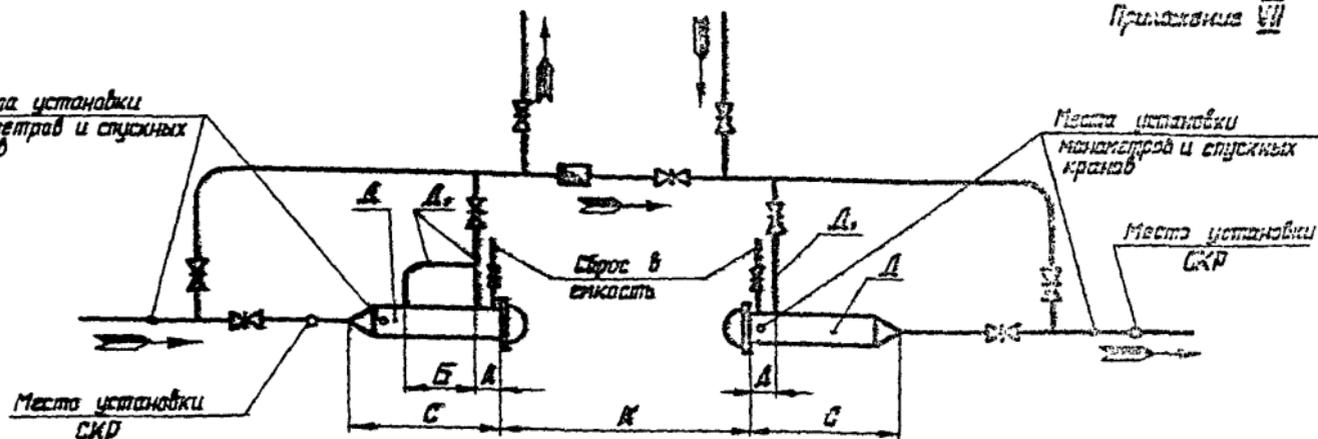


Рис. 2. Дистанционный сигнализатор прохождения скрепера типа СХР-4.  
 1-кормус; 2-механизм поворота; 3-рычаг механизма поворота; 4,5-шестерни конические; 6-вертикальный балки; 7-башки; 8-кулачок; 9-микровыключатель; 10,11-пружин; 12-защитный колпачок.



Условные обозначения

-  защитка
-  обратный клапан
-  концевой элбор
-  переходник

Основные размеры в мм

Диаметр трудоприема	300	350	500	700	800	1000	1200
А	350	400	600	800	1000	1200	1400
А₁	150	200	250	300	350	500	500
В	400	450	500	600	600	600	600
Б	1000	1100	1500	1800	1800	2000	2000
Г	2000	2200	2700	3200	3500	4000	4000
К	3000	3000	4000	4000	6000	8000	8000

**Схема камер пуска и приема очистных устройств**

Приложение УИ

Ж У Р Н А Л

учета очистки трубопровода \_\_\_\_\_  
(название трубопровода)

диаметром \_\_\_\_\_ мм на участке \_\_\_\_\_  
(название участка)

длиной \_\_\_\_\_ км

Ведется на НПС

№ п/п	Время и дата пуска	Время и дата приема на конечном пункте	Тип пропускаемого устройства и его техническое состояние до и после пропуска	Примечание
1	2	3	4	5

При заполнении графы 4 указать заводской номер устройства, в который раз пропускается, где и когда производился ремонт.

Приложение X

**У К А З А Н И Я**

**по составлению акта предварительной очистки  
трубопровода**

Акт составляется районным нефтепроводным управлением.

В акте указываются:

1. Название и диаметр трубопровода, название и длины очищенного участка.
2. Дата проведения очистки.
3. Техническая характеристика устройства, использованного для очистки с указанием диаметра калибрующего диска.
3. Техническое состояние средства до и после пропускá.
6. Места и причины застревания очистного средства.
7. Выявленные дефекты трубопровода и меры, принятые для их устранения.

Л И Т Е Р А Т У Р А

Г.А.А.Зимин. Гидравлические расчеты нефтепродуктопроводов и насосных станций. Гостоптехиздат, 1962.

2.П.Б.Кузнецов, С.П.Лебедич, Е.Э.Рабинович, Ф.М.Шириазданов. Определение оптимальных сроков и оценка экономической эффективности пропуска очистных устройств по нефтепроводам, НТС "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", № II, ВНИИОЭНГ, 1969.

3.В.М.Губин, Ф.Г.Мансуров. Выбор периодичности очистки трубопроводов. НТС "Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов", № I, ВНИИОЭНГ, 1970.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	стр.
I. Аннотация.....	2
Предисловие.....	3
Часть I. Основные положения по очистке магистральных трубопроводов от внутренних отложений.....	4
I. Общие указания.....	4
2. Виды очисток.....	4
Часть II. Производство работ по очистке трубопроводов.....	6
I. Подготовка трубопровода к проведению очистки.....	6
2. Проведение очистки трубопровода.....	9
Приложения:	
Приложение I. Методика расчета снижения пропускной способности магистрального трубопровода.....	14
Приложение II. Методика определения периодичности очистки трубопровода.....	21
Приложение III. Калибровочные поршни.....	39
Приложение IV. Очистные устройства.....	41
Приложение V. Контроль движения очистных устройств.....	46
Приложение VI. Сигнализаторы прохождения очистных устройств..	49
Приложение VII. Схема камер пуска и приема очистных устройств..	52
Приложение VIII. Журнал учета очистки трубопровода на КПО.....	59
Приложение IX. Журнал учета очистки трубопровода в районном управлении.....	64
Приложение X. Указания по составлению акта очистки трубопровода.....	69
Литература.....	66

## И Н С Т Р У К Ц И Я

по очистке магистральных трубопроводов  
от внутренних отложений

Ответственный за выпуск ТМПА А.Н.  
Корректор ЛЕВЧЕНКО Г.Л.

---

Подписано в печать 15/II-72г, П-06909  
Печ. л. 2,5. Тираж 1600 экз. Заказ 56  
Цена 15 коп.

---

Ротапринт ВНИИСПТнефть, Уфа-55, пр. Октября, 144/3.