министерство нефтяной промышленности

Всесоюзный научно-исследовательский институт

по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов

«ВНИИСПТнефть»

ИНСТРУКЦИЯ

по очистке магистральных трубопроводов от внутренних отложений

УФА—1972 г

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
СССР

"УТВЕРЖДАЮ"

Заместитель начальника
Главнефтеснаба РСФСР

Л. МАЦКИН

" 6 " декабря 1971г.

"УТВЕРЖДАЮ"

Начальник главного управления
по транспортированию и поставкам нефти МНП СССР

А. КУЛИКОВ

" 7 " мая 1971г.

И Н С Т Р У К Ц И Я

ПО ОЧИСТКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Уфа - 1972

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 очистки.

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 ВНИИСПТнефть Министерства нефтяной промышленности СССР (руководители: канд. техн. наук В. Е. Губин, инж. Ф. Г. Мансуров; исполнители: А. Н. Тепа, М. П. Горбунова, С. С. Хабибуллина).

П Р Е Д И С Л О В И Е

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

ЧАСТЬ I

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОЧИСТКЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННИХ ОТЛОЖЕНИЙ

1.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 И/, 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 IУ/.

I0.Очередная очистка трубопроводов проводится при снижении их пропускной способности не более, чем на 5%.

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

I2.При интенсивном накоплении отложений /снижение пропускной способности на 5% примерно в течение месяца/ период времени между очистками определяется расчетом по прилагаемой методике /см.приложение П/.

I3.Периодичность очистки продуктопроводов при отсутствии заметного снижения их пропускной способности выбирается из условия сохранения качества перекачиваемого продукта.

I4.Очистка продуктопроводов проводится при повышении содержания механических примесей и воды в продукте, поступающем на конечный пункт трубопровода, выше норм, 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 районным нефтепроводным управлением, 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 УШ и IX).

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

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

22. Для каждой НПС составляется и утверждается районным нефте-

проводным 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.

ЧАСТЬ II

ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ТРУБОПРОВОДОВ

I. 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. Обвязку камер пуска и приема очистных устройств целесообразно выполнять в соответствии со схемой, приведенной в приложении УП.

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

25. Лупинги 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 ж.д. пересечений, пересечений каналами и т.п./. В качестве сигнализаторов могут быть использованы устройства, приведенные в приложении УI.

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 в 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.Лупинги, 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 узлов 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,закрыв 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.

ПРИЛОЖЕНИЯ

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 $z_н$ и $z_к$.

г) Допустимое максимальное давление в начале участка $P'_н$.

д) Допустимое минимальное давление в конце участка $P'_к$.

2. Данные по перекачиваемому продукту и режиму перекачки.

а) Зависимость вязкости ν и плотности ρ перекачиваемого продукта от температуры определяются в лаборатории анализом проб продукта, отобранных непосредственно из трубопровода.

б) Температура в начале и в конце участка $t_н$ и $t_к$. Для замера температуры на приеме и выкиде 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 камер пуска 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°С.

в) Давление в начале и в конце участка $P_н$ и $P_к$,

г) Производительность перекачки $G_ф$ по данным оперативного 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 выбирать такой режим работы станции, при котором загрузка трубопровода наибольшая.

Снижение пропускной способности участка магистрального нефтепровода определяется по формуле

$$K = \left[1 - \left(0{,}0246 \frac{G_ф^{1{,}75}\, \nu_{ср}^{0{,}25}\, \ell}{D_э^{4{,}75}\, \Delta P_ф\, \gamma_{ср}^{0{,}75}}\right)^{0{,}5714}\right] 100\%, \quad (1)$$

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

$$t_{ср} = \frac{1}{3} t_н + \frac{2}{3} t_к ; \quad (2)$$

$D_э$ - эквивалентный диаметр чистого трубопровода

$$D_э^{4{,}75} = \frac{\ell}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\ell_i}{D_i^{4{,}75}}} \quad (3)$$

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

$\Delta P_ф$ - фактические потери давления на участке .

$$\Delta P_ф = P_н - P_к - \Delta Z \gamma_{ср}, \quad (4) \qquad \Delta Z = Z_к - Z_н.$$

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

Порядок расчета

I. По формуле /2/ определяется $t_{ср}$.

2. Находятся значения $\nu_{ср}$ и $\gamma_{ср}$, соответствующие $t_{ср}$.

3. Рассчитываются располагаемые потери напора на трение

$$\Delta H = \frac{P_н' - P_к'}{\gamma_{ср}} - \Delta z \qquad (5)$$

4. Определяется гидравлический уклон $i = \frac{\Delta H}{\ell}$.

5. Рассчитывается $D_э$ по формуле /3/.

6. По таблице I9 /I/ находится поправочный коэффициент А, соответствующий $D_э$.

7. Определяется гидравлический уклон, соответствующий номинальному диаметру $i_н = \frac{i}{A}$

8. По таблицам I-I8 /I/ определяется расход $Q_р$, соответствующий $i_н$ и $\nu_{ср}$. При промежуточных значениях $\nu_ф$ и $i_н$ $Q_р$ определяется линейной интерполяцией.

9. Определяются фактические потери напора на участке

$$\Delta H_ф = \frac{P_н - P_к}{\gamma_{ср}} - \Delta z .$$

I0. Находится фактический гидравлический уклон $i_ф = \frac{\Delta H_ф}{\ell}$

II. По таблицам I-I8 для соответствующего номинального диаметра находится гидравлический $i_{нф}$ при расходе $Q_ф = \frac{G_ф}{\gamma_н}$,

где $\gamma_н$ - плотность при $t = t_н$

I2. Определяется поправочный коэффициент $A_ф$

$$A_ф = \frac{i_ф}{i_{нф}}$$

I3. Определяется гидравлический уклон, соответствующий номинальному диаметру:

$$i_{нр} = \frac{i}{A_{ф}}$$

I4. По таблицам I-I8 определяется расход $Q_{фр}$, соответствующий $i_{нр}$ и $v_{ср}$.

I5. Рассчитывается снижение пропускной способности участка

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

Пример

Пример I. Определить снижение пропускной способности участка нефтепровода номинальным диаметром 500 мм длиной I50 км. На участке трубопровода уложены трубы диаметрами D_1 = 529x8 общей длиной ℓ_1 = 80 км; D_2 = 529x9; ℓ_2 = 40 км и D_3 = 508x9,5; ℓ_3 = 30 км. Отметки начала и конца участка z_1 = I30 м, z_2 = I70 м. Допустимое максимальное давление в начале участка $P'_н$ = 58 кг/см2, минимальное давление в конце участка $P'_к$ = 0,5 кг/см2. Температура в начале участка $t_н$ = 2I°С, в конце участка $t_к$ = I2°С. Головная насосная участка оборудована тремя основными насосами I4Н-I2x2 (два рабочих и один резервный) и одним подпорным насосом I4НДСН.

При работе 2-х насосов I4Н-I2x2 с подпорным I4НДСН в течение I4 часов откачано 9250 тн. нефти при давлении в начале участка $P_н$ = 55 кг/см2, в конце участка $P_к$ = I,5 кг/см2.

Решение.

I. Средняя температура нефти на участке

$$t_{ср} = \frac{1}{3} t_н + \frac{2}{3} t_к = \frac{1}{3} \cdot 21 + \frac{2}{3} \cdot 12 = 15°C.$$

2. Вязкость перекачиваемой нефти при средней температуре

$$\nu_{ср} = 0{,}5 \frac{см^2}{сек} = 0{,}5 \cdot 10^{-4} \frac{м^2}{сек}.$$

3. Плотность нефти при $t_н = 20^0$ $\gamma_н$ = 840 кг/м^3 и при $t_{ср} = 15^0C$ $\gamma_{ср}$ = 842 кг/м^3.

4. Эквивалентный диаметр чистого трубопровода

$$D_э = \left[\frac{\ell}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\ell_i}{D_i^{4,75}}} \right]^{\frac{1}{4,75}} = \left[\frac{150000}{\frac{80000}{0,513^{4,75}} + \frac{40000}{0,511^{4,75}} + \frac{32000}{0,459^{4,75}}} \right]^{\frac{1}{4,75}} =$$

$$= 0{,}5071м \qquad D_э^{4,75} = 0{,}03975$$

5. Фактические потери давления на участке

$$\Delta P_{ф} = P_н - P_к - \Delta Z \gamma_{ср} = 55 - 15 - 40 \cdot 842 \cdot 10^{-4} = 501 \frac{кг}{см^2} = 501 \cdot 10^4 \frac{кг}{м^2}$$

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

= 183 кг/сек

7. Снижение пропускной способности участка по формуле /1/

$$K = \left\{ 1 - \left(0{,}0246 \frac{G_ф^{1,75} \cdot \nu_{ср}^{0,25} \cdot \ell}{D_э^{4,75} \cdot \Delta P_ф \cdot \gamma_{ср}^{0,75}} \right)^{0,5714} \right\} 100\% =$$

$$= \left\{ 1 - \left[0{,}0246 \frac{183^{1,75} (0{,}5 \cdot 10^{-4})^{0,25} 150000}{0{,}5071^{4,75} \cdot 501 \cdot 10^4 \cdot 842^{0,75}} \right]^{0,5714} \right\} 100\% = 5{,}4\%$$

Пример 2. Определить снижение пропускной способности участка трубопровода, рассмотренного в примере I, при перекачке дизельного топлива с вязкостью при средней температуре $\nu_{ср} = 0{,}085 \frac{см2}{сек}$;

плотностью $\gamma_{ср}$ = 830 кг/м3 и $\gamma_{н}$ = 828 кг/м3

В течение 12 часов по участку перекачено 10000 т.дизельного топлива при давлениях $P_{н}$ = 56 кг/см2 и $P_{к}$ = 1,5 кг/см2.

Решение.

1. Располагаемые потери напора на трение

$$\Delta H = \frac{P'_{н} - P'_{к}}{\gamma_{ср}} - \Delta Z = \frac{58 - 0,5}{830} \cdot 10^{4} - 40 = 658 м.$$

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

= 0.00438

3. Эквивалентный диаметр участка $D_{э}$ = 507 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 $i_{н} = \frac{i}{A} = \frac{0,00438}{0,93} = 0,00471$

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 $Q_{р} = \frac{310 - 300}{0,00485 - 0,00456} (0,00471 - 0,00456) + 300 = 305$ л/сек

7.Фактические потери напора на участке

$$\Delta H_{ф} = \frac{P_{н} - P_{к}}{\gamma_{ср}} - \Delta z = \frac{56 - 1{,}5}{830} \cdot 10^{4} - 40 = 617 \text{ м}.$$

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

9.Для номинального диаметра 500 мм по таблице 13 при расходе

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

и вязкости 0,085 ст. гидравлический уклон $i_{нф} = 0{,}00397$.

10.Поправочный коэффициент на несоответствие диаметра номинальному

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

11.Располагаемый гидравлический уклон при номинальном диаметре

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

12.По таблице 13 гидравлическому уклону 0,00423 при вязкости 0,085 ст соответствует расход $Q_{фр} = 288$ л/сек.

13.Снижение пропускной способности участка продуктопровода

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

Приложение II

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:

I. Характер и интенсивность изменения производительности участка трубопровода во времени по мере накопления отложений, т.е. установить зависимость производительности G от времени τ

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, независящие от объема перекачки, α_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 α_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 такие 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, проведшее с начала периода, исчисляется на конец выбранного отрезка времени. Полученные данные сводятся в таблицу (см. табл. 3 примера расчета) и строится график изменения производительности во времени. Сбор и анализ фактических данных работы ряда трубопроводов, подвергнутых 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.

$$G = G_н - \varphi\tau, \quad (7)$$

где $G_н$ – производительность участка непосредственно после его очистки (при $\tau = 0$), тн/час;

q – снижение производительности за единицу времени, тн/час2.

Значения $G_н$ и q определяются по данным таблицы методом наименьших квадратов или методом средних. Затраты на перекачку и очистку α_1 и α_2 определяются также на основе фактических данных. В α_1 включаются все затраты (заработная плата с начислениями, топливо, пар, вода, амортизация, текущий ремонт и прочие расходы), кроме затрат на электроэнергию. α_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 α_2 включаются затраты по подготовке очистного устройства к пуску, пуск и прием устройства и часть его стоимости. (Исходя из опыта эксплуатации скребков примерно $\frac{1}{5}$ 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 α_1, по отчетным данным нефтепроводных управлений для участка трубопровода в 100 км и расчетные значения α_2 при очистке щеточными скребками и их отношения для трубопроводов различного диаметра.

Таблица I

Дим	219	273	325	377	426	529	630	720	820	1020
α_1 руб/100км/час	32	35	37	43	45	53	60	69	84	120
α_2 руб.	110	130	150	170	190	250	280	320	380	530
α_2/α_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 α_1 определяется по формуле $\alpha_1 \ell = \alpha_{1\,100} \cdot \frac{\ell}{100}$ руб/час /2/ и соответственно изменяется и отношение α_2/α_1.

Расчет периодичности очистки

I. При линейной зависимости G от τ период времени между очистками участка трубопровода согласно /3/ определяется по формуле:

$$\tau_ц = -\frac{\alpha_2}{\alpha_1} + \sqrt{2\frac{G_н}{q}\left(0{,}328\,\tau_0 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1}\right)}, \qquad /3/$$

где τ_0 - время остановки конечной станции участка в период приема скребка. По принятой технологии примерно 2 часа, тогда

$$\tau_ц = -\frac{\alpha_2}{\alpha_1} + \sqrt{2\frac{G_н}{q}\left(0{,}656 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1}\right)} \qquad /4/$$

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

$$\frac{G_\tau - G_0}{G_к} - \tau_ц = \frac{\alpha_2}{\alpha_1}, \qquad /5/$$

где $G_к$ – производительность трубопровода в момент времени $\tau = \tau_ц$;

G_0 – потеря в объеме перекачки в результате остановки конечной станции участка в период приема скребка,

$$G_0 = 0{,}328\, G_н\, \tau_0 ; \qquad /6/$$

G_τ – объем перекачки за период времени между очистками,

$$G_\tau = \int_0^{\tau_ц} G \cdot d\tau . \qquad /7/$$

Уравнение /5/ решается численным методом или графоаналитически.

Примеры расчета.

Пример I. Определить периодичность очистки участка нефтепровода на основе фактических данных его работы в период с I3 февраля по 7 марта. I2-I3 февраля проведена очистка участка трубопровода щеточным скребком. Скребок принят на конечном пункте в 2^{ро} I3 февраля. Диаметр участка нефтепровода 500 мм длина 87,44 км. На головной насосной станции участка установлены центробежные насосы-основные I4Н-I2х2 – 3 шт. и подпорный I4НДСН-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 № I характеристика несколько ниже, поэтому в основном насосы работают в таких сочетаниях № I - № 2 - подпорный или № I - № 3 - подпорный.

Решение.

I. Из данных оперативного учета (диспетчерских листов) выбираем отрезки времени, в течение которых на головной насосной станций рассматриваемого участка работают насосы № I -№ 2 - подпорный или № I - № 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 τ, истекшее с момента очистки (от начала периода) до выбранных отрезков времени (начало отсчета 2^{00} I3 февраля).

Результаты расчета приведены в таблице 3.

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

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

Таблица 2

		Часы											
		2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24
	Номера работающих насосов	2б[x]	I-2б	I-2б	I-2б	I-2б	I-2б	I-2б	I-2б	2б	2б	2б	2б
I3/П	Давление на приеме и выкиде насосов, атм.	3/36	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 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	35	35	35	36
	Откачано, тн	I858	2I53	I90I	2I5I	2087	2I06	2275	2207	22I8	I906	I926	I764
	Номера, работающих насосов	2б	2б	2б	2б	2б	2б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б
I4/П	Давление на приеме и выкиде насосов, атм	3/36	3/36	3/36	3/36	3/36	3/36	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 48	2,5 22 / 22 48
	Давление в начале трубопровода, атм	36	36	36	36	36	36	49	49	49	49	48	48
	Откачано, тн	I770	I897	I886	I858	I83I	I878	I64I	2256	2I65	2073	22II	2204
	Номера, работающих насосов	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б
I5/П	Давление на приеме и выкиде насосов, атм	2,5 22 / 22 48	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 47	2,5 22 / 22 49	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50
	Давление в начале трубопровода, атм	48	49	49	50	47	49	50	50	50	50	50	50
	Откачано, тн	2220	2I9I	I863	2239	2237	2245	2089	2I67	I760	2I4I	2I52	2025
	Номера, работающих насосов	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	I-3б	3б	3б	3б
I6/П	Давление на приеме и выкиде насосов, атм	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 22 / 22 50	2,5 / 35	2,5 / 36	2,5 / 36
	Давление в начале трубопровода, атм	50	50	50	50	50	50	50	50	50	36	36	36
	Откачано, тн	2262	2202	2I38	2063	2270	2I78	2204	2295	20I6	I833	I932	I75I

x/ 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 отметки τ час
I.	I-2б	С 4^{00} I3/П до $I6^{00}$ I3/П	I2	I2988	I082	I4
2.	I-3б	С 20^{00} I4/П до 2^{00} I5/П	6	6635	II06	48
3.	I-3б	С $I2^{00}$ I5/П до 6^{00} I6/П	I8	I8946	I052	76
4.	I-3б	С 6^{00} I6/П до $I8^{00}$I6/П	I2	I2926	I077	88
5.	I-3б	С 22^{00} I7/П до 4^{00} I9/П	30	3230I	I076	I46
					$\sum_1 G$ =5393	$\sum_1 \tau$ =372
6.	I-3б	С 8^{00} I9/П до 24^{00}I9/П	I6	I7067	I066	I66
7.	I-2б	С $I0^{00}$ 20/П до $I8^{00}$20/П	8	8703	I088	I84
8.	I-2б	С 8^{00} 26/П до $I6^{00}$26/П	8	8I70	I02I	326
9.	I-2б	С 20^{00}26/П до 6^{00} 27/П	I0	I0280	I028	340
I0.	I-2б	С 4^{00} 5/Ш до $I6^{00}$5/Ш	I2	I2II5	I009	422
II.	I-3б	С 6^{00} 7/Ш до $I2^{00}$7/Ш	6	5905	984	466
					$\sum_2 G$ =6I96	$\sum_2 \tau$ =I904

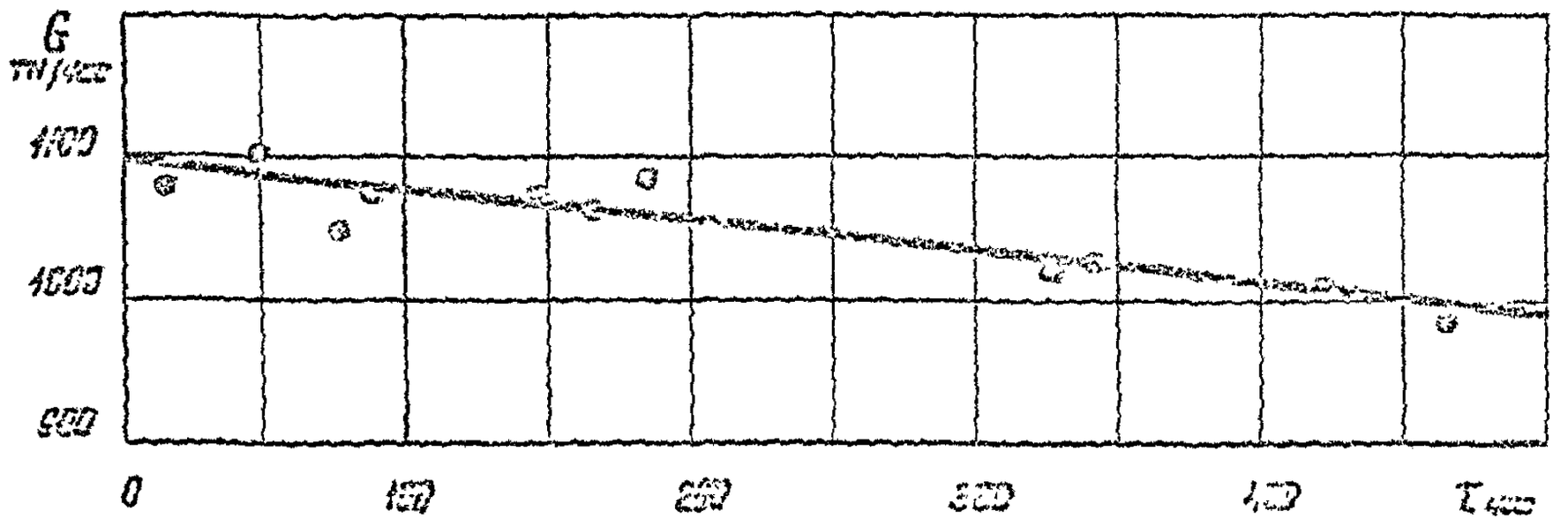


Рис.1

их номеров и для каждой группы находим сумму значений G и τ

Составляем 2 уравнения

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

$$\sum_2 G = n_2 G_н - q \sum_2 \tau, \qquad (8)$$

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

n_1 и n_2 - число значений G в группах.

Решая систему (8) получим

$$G_н = \frac{\sum_2 G \cdot \sum_1 \tau - \sum_1 G \cdot \sum_2 \tau}{n_1 \sum_2 \tau - n_2 \sum_1 \tau} = \frac{5393.1904 - 6196.372}{5 . 1904 - 6 . 372} = 1093 \text{ т/час};$$

$$q = \frac{n_2 \sum_1 G - n_1 \sum_2 G}{n_1 \sum_2 \tau - n_2 \sum_1 \tau} = \frac{6.5393 - 5.6196}{5.1904 - 6 . 372} = 0,189 \text{ т/час}^2$$

Тогда зависимость изменения производительности рассматриваемого участка во времени будет

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

На рис.1 для сравнения проведена прямая, рассчитанная по формуле ( )

8. По фактической калькуляции затрат на перекачку определим коэффициент α_1. 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		I6
4. Электроэнергия		598
5. Амортизация		I4I7
6. Текущий ремонт		I7
7. Потери нефти и нефтепродуктов		94
8.Прочие расходы		382
	ИТОГО:	30I2
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,I4 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 α_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 Iх3-36	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:	238-2I

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

I0. При линейном изменении G от τ период времени между очистками трубопровода определяется по формуле /4/.

$$\tau_4 = -\frac{\alpha_2}{\alpha_1} + \sqrt{2\frac{G_н}{q}\left(0{,}656 + \frac{\alpha_2}{\alpha_1}\right)} = -\frac{238}{71} + \sqrt{2\frac{1093}{0{,}199}\left(0{,}556 + \frac{238}{71}\right)} =$$

$= -3,3 + 215,3 = 212$ часов

или $\tau_ч = 8,8$ суток ≈ 9 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

$$K = \frac{G_н - G_к}{G_н} = \frac{\varphi \tau_ч}{G_н} = \frac{0,189 \cdot 212}{1093} = 0,037.$$

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 I февраля. В начале рассматриваемого периода участок нефтепровода очищен пропуском скребка. Время приема скребка на конечном пункте участка 6^{00} 7 января. На головной станции участка постоянно работает один насос АНПЗ-300, который и обеспечивает полную загрузку трубопровода. Режим работы станции в течение суток практически не меняется, поэтому за отрезки времени принимаем I 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 τ нелинейна. В этом случае решение может быть найдено графоаналитическим методом или другими методами.

Таблица 6

№№ пп	Дата	Продолжительность работы насоса в течений суток, час	Откачано за сутки, т	Среднечасовой объем перекачки G, т/час	Время, прошедшее с момента очистки τ, час
I.	7.I	24	6018	250,8	0
2.	8.I	24	6038	251,6	24
3.	9	-"-	5871	244,6	48
4.	I0	-"-	5991	249,6	72
5.	II	-"-	5915	246,5	96
6.	I2	-"-	5881	245,0	I20
7.	I3	-"-	5962	248,4	I44
8.	I5	-"-	5868	244,5	I92
9.	I6	-"-	5762	239,7	2I6
I0.	I7	-"-	5838	243,2	240
II.	I8	-"-	5664	236,0	264
I2.	I9	-"-	5746	239,4	288
I3.	20	-"-	5709	237,9	3I2
I4.	2I	-"-	5610	233,8	336
I5.	22	-"-	5712	238,0	360
I6.	23	-"-	5727	238,6	384
I7.	24	-"-	5695	237,3	408
I8.	25	-"-	5596	233,2	432
I9.	26	-"-	5621	234,2	456
20.	27	-"-	5631	234,6	480
2I.	28	-"-	5605	233,5	504
22.	29	-"-	5598	233,3	528
23.	30	-"-	5646	235,2	552
24.	3I	-"-	5602	233,4	576
25.	I.II.	-"-	5615	233,6	600

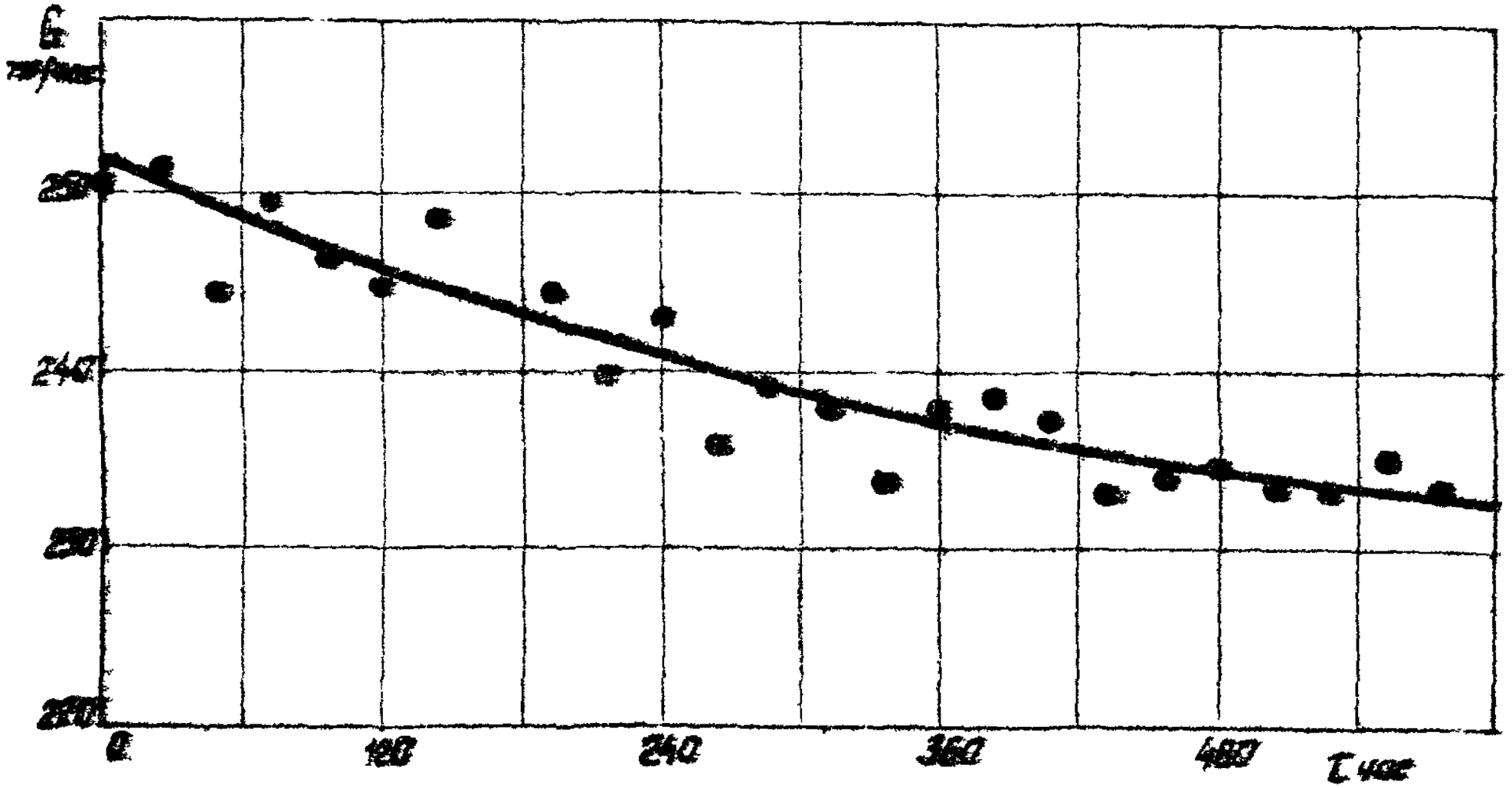


Рис. 2

Графоаналитическое решение

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

2.Рассматриваемый период делим на n /I0/ равных частей с шагом τ_n = 60 час. и для точек деления по средней кривой находим значения G /см.таблицу 7./.

Таблица 7

τ, час	0	60	I20	I80	240	300	360
G, т/час	252	249	246	243	240,6	238,6	237
G_τ, т			29880		59058		87700
$\frac{G_\tau - G_0 - \tau_ц}{G_к}$, час			0,8		4,8		9,3
$\frac{\alpha_2}{\alpha_1}$, час			4,69		4,69		4,69

3.Задаемся тремя значениями $\tau_ц$ / $\tau_ц$= I20, 240 и 360 час/ и для них вычисляем G_τ по формуле трапеций

$$G_\tau = \int_0^{\tau_ц} G d\tau \cong \tau_n \left(\frac{G_н + G_к}{2} + G_1 + G_2 + \ldots + G_{к-1} \right), \quad /9/$$

где $G_н$, $G_к$, G_1, G_2 и т.д. $G_{к-1}$ - производительность при $\tau = 0$, $\tau = \tau_ц$, $\tau = \tau_n$, $\tau = 2\tau_n$ и т.д. $\tau = \tau_ц$ τ_n соответственно

$$G_{\tau=120} = 60 \left/ \frac{252 + 246}{2} + 249 \right/ = 29880 \text{ т.}$$

$$G_{\tau=240} = 60 \left/ \frac{252 + 240,6}{2} + 249 + 246 + 243 \right/ = 59058 \text{т.}$$

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

4.Определяем $G_0 = 0,328\, G_н \tau_0 = 0,328 \times 252 \times 2 = 165,3$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 $\tau_ц$ и в точке их пересечения находим искомое значение $\tau_ц$ = 240 час. /см. рис. 3/ или $\tau_ц$ = 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

$$K = \frac{G_н - G_к}{G_н} = \frac{252 - 240,6}{252} = 0,045 = 4,5\% .$$

Приложение Ш

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	I00	I00	I20
А, мм	200	250	350
Т, мм	575	675	920
ØВ мм	труба I69х4	труба 2I9х4	труба 325х4

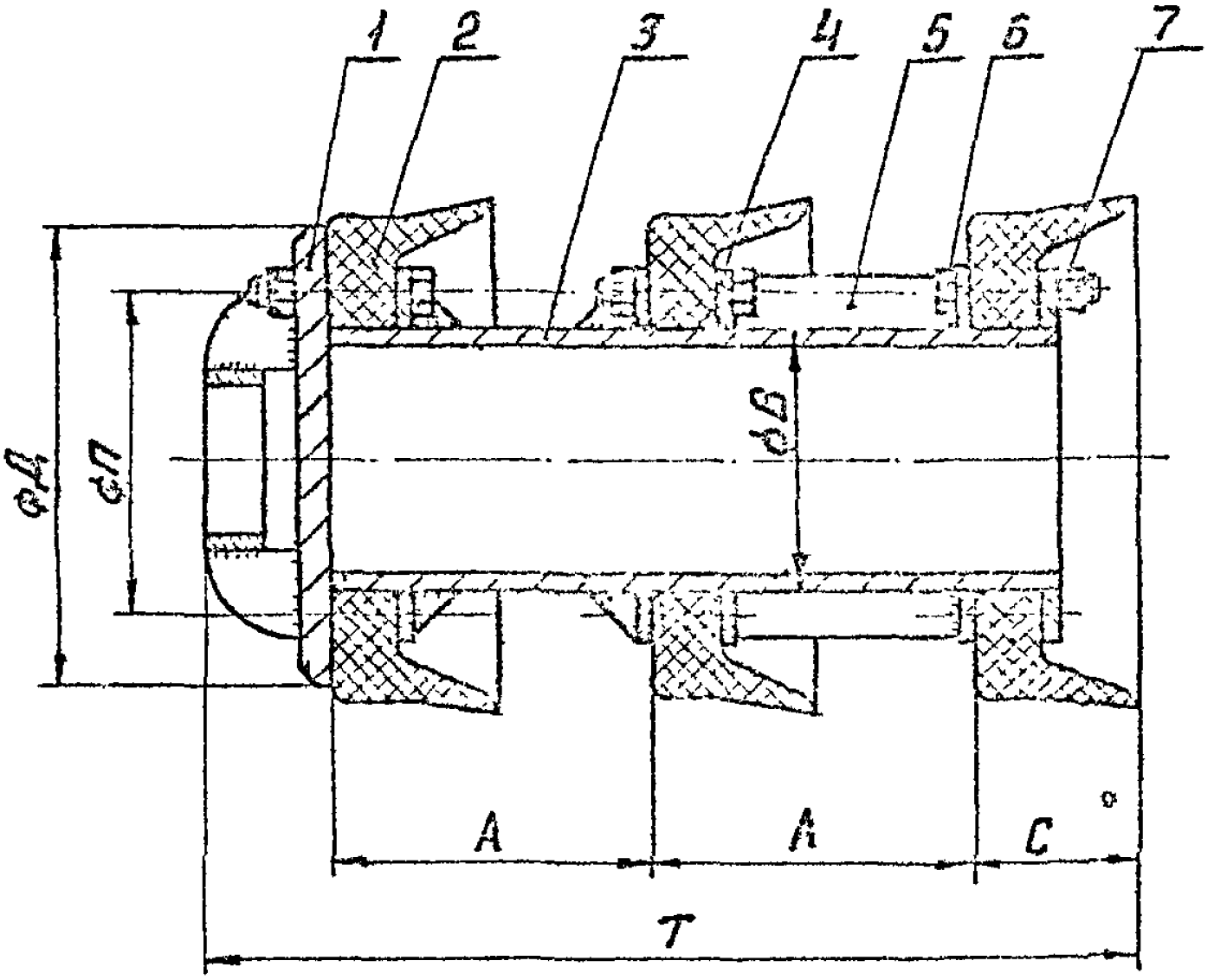


Рис.1. Калибровочные поршни
1-калибрующий диск; 2-манжета; 3-корпус;
4-фланец; 5-ребро; 6-болт; 7-гайка.

Приложение IУ

ОЧИСТНЫЕ УСТРОЙСТВА

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

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

Очистка внутренних стенок трубопровода производится двумя рядами щеток /I/. 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 поточных скребков

№ п/п	Показатели	Условный размер скребка			
		300	350	300	700
I.	Рабочая среда	нефть, нефтепродукты			
2.	Давление рабочей среды	до 70 кг/см²			
3.	Температура рабочей среды	+5°С ÷ +70°С			
4.	Условный диаметр очищаемого трубопровода	300	350	500	700
5.	Допускаемое местное сужение трубопровода, мм	260	290	400	600
6.	Допускаемый радиус изгиба трубопровода не менее, м	I,5	I,5	I,5	3
7.	Допускаемый угол между осями труб конических стыков не менее, градусов	I63	I65	I60	I65
8.	Габаритные размеры:				
	длина, мм	I000	II00	I500	I800
	диаметр, мм	350	400	600	750
	вес, кг	I00	II0	I90	4I0

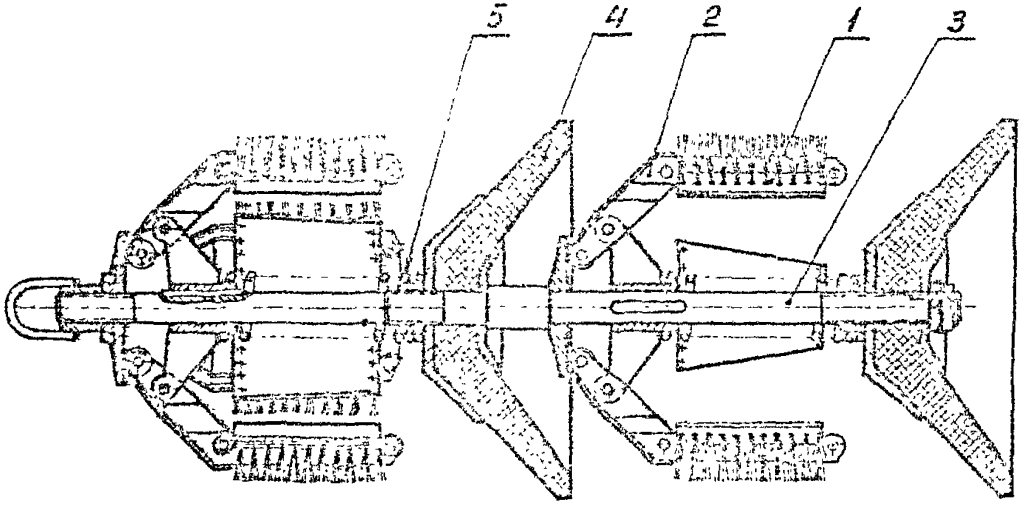


Рис. 1. Щеточные скребки для трубопроводов Ду 300, 350, 500 мм
1-щетка; 2-щеткодержатель; 3-центральный стержень; 4-манжета; 5-пружина.

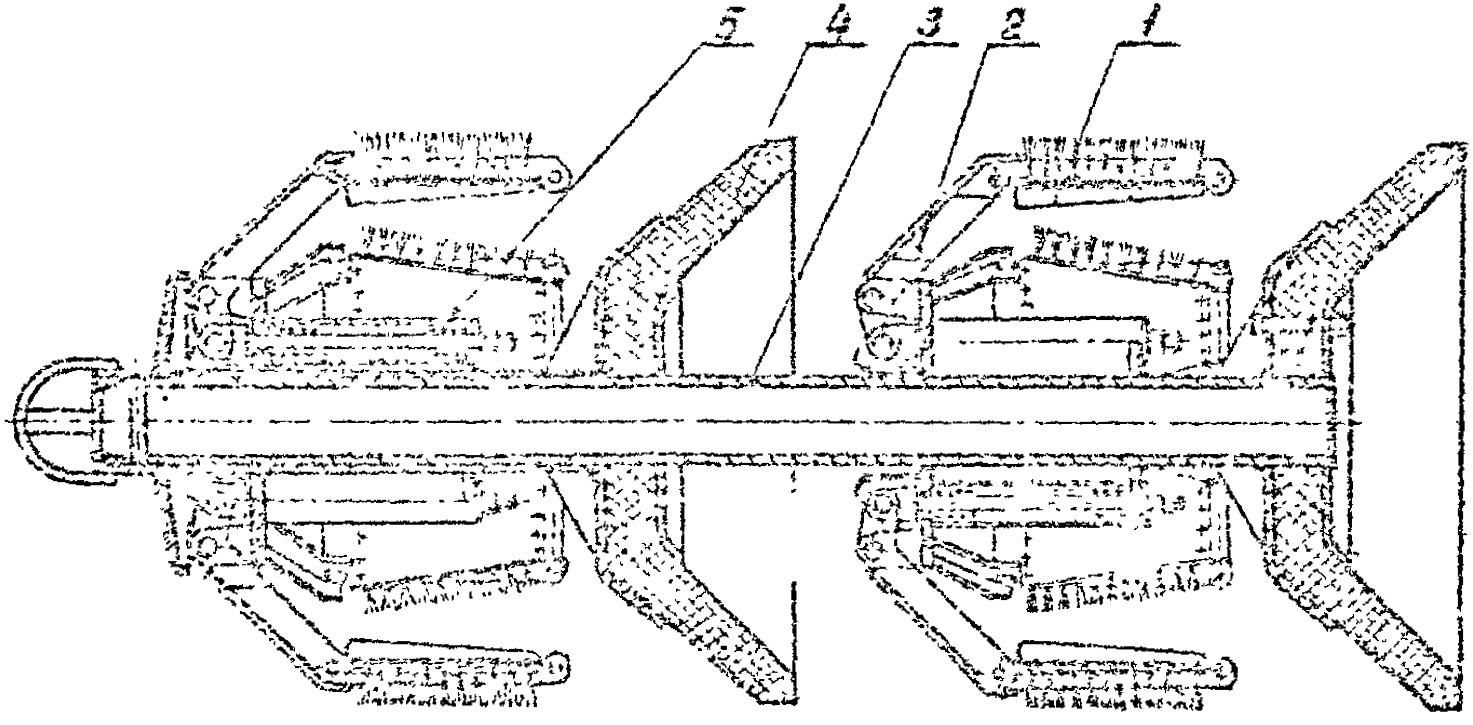


Рис. 2. Щеточный скребок для трубопровода Ду 700 мм.
1-штанга; 2-щеткодержатель; 3-центральный
скребок; 4-манжета; 5-пружина.

Приложение У

КОНТРОЛЬ ДВИЖЕНИЯ ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА

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

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

Пример: Определить расчетное местонахождение очистного устройства на 18^{00} по данным, приведенным в примере заполнения журнала.

С момента пуска очистного устройства в трубопровод закачано I450 м3 продукта. По калибровочной таблице (см.пример заполнения) находим ближайший меньший объем трубопровода I385,72 м3, что соответствует длине 7 км. Разницу объемов I450-I385,72 = 64,28 м3 делим на объем следующего восьмого километра $\frac{64,28}{206,6}$ = 0,3I км. Таким образом, на 18^{00} очистное устройство должно находиться на расстоянии 7 + 0,3I = 7,3I км.

Ж У Р Н А Л

контроля движения очистного устройства

по трубопроводу _____ диаметром _____ мм
/название трубопровода/

на участке _____
/название участка/

Дата	Время	Откачано за 2 часа, м³	Закачано в трубопровод с момента пуска очистного устройства /нараст/ м³	Расчетное местонахождение очистного устройства, км	Прохождение очистного устройства через контрольные точки			Средняя скорость движения очистного устройства		Примечание
					км	Время прохождения		Расчетная, км/час	Фактическая км/час	
						Расчетн.	Фактич.			
ПРИМЕР заполнения										
Пуск I2час. 45мин. 7/П I968г.										
	$I2^{45}$	0	0	0,0	0,0		$I2^{45}$			
7/П	I4	440	440	2,28						
	I6	500	940	4,84	5	I6ч.8м.	I6ч.I0м.	I,475	I,464	
	I8	5I0	I450	7,3I						

Форма 2

КАЛИБРОВОЧНАЯ ТАБЛИЦА

трубопровода _____ на участке _____
/название трубопровода/ /название участка/

Км	Длина уложенных на данном км труб размером, м			Объем 1 п.м. труб размером, м3			Объем данного километра трубопровода м3	Объем трубопровода нараст., м3
	$D_1 \times \delta_1$	$D_2 \times \delta_2$	и т.д.	$D_1 \times \delta_1$	$D_2 \times \delta_2$	и т.д.		
I	ℓ_1	ℓ_2		$V_1 = \frac{\pi (D_1 - 2\delta_1)^2}{4} \times 1$	$V_2 = \frac{\pi (D_2 - 2\delta_2)^2}{4} \times 1$		$V_1 = V_1 \ell_1 + V_2 \ell_2$	$V_{тр_1} = V_1$
2	ℓ_3	ℓ_4					$V_2 = V_1 \ell_3 + V_2 \ell_4$	$V_{тр_2} = V_{тр_1} + V_2$
3	ℓ_5	ℓ_6					$V_3 = V_1 \ell_5 + V_2 \ell_6$	$V_{тр_3} = V_{тр_2} + V_3$
и т.д.							и т.д.	и т.д.

Пример заполнения калибровочной таблицы

Км	Длина уложенных на данном км труб размером, м		Объем 1 п.м. труб размером, м3		Объем данного километра трубопровода, м3	Объем трубопровода нараст., м3
	508x9,5	529 x 8	508x9,5	529x8		
I.	500	500	$\frac{\pi (0{,}508 - 2 \cdot 0{,}0095)^2}{4} = 0{,}0177$	$\frac{\pi (0{,}529 - 2 \cdot 0{,}008)^2}{4} = 0{,}02066$	I97,I5	I97,I5
2.	900	I00			I89,59	386,74
3.	I000				I87,7	574,44
4.	800	200			I9I,48	765,92
5.		I000			206,6	972,52
6.		I000			206,6	II79,I2
7.		I000			206,6	I385,72
8.		I000			206,6	I592,32

Приложение УI

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. I)*.

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) подключается 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 вынести на поверхность земли при заглубленном трубопроводе.

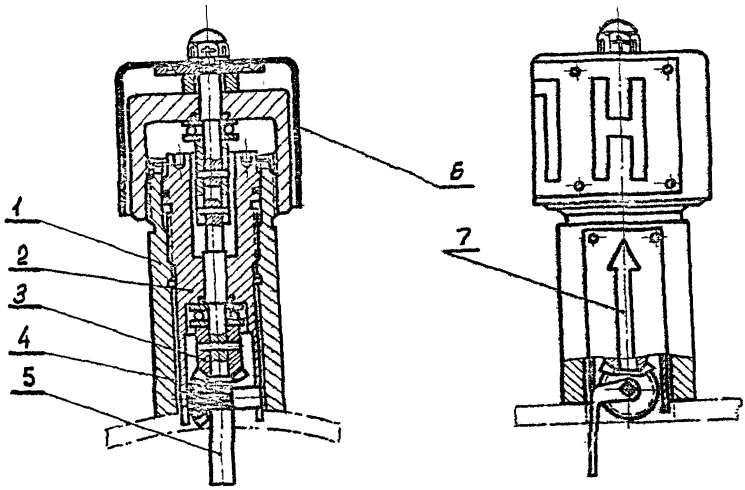


Рис. 1. Местный сигнализатор прохождения скребка типа СКР-2.
1-корпус прибора; 2-механизм поворота; 3,4-шестерни конические; 5-рычаг механизма поворота; 6-кожух; 7-стрелка.

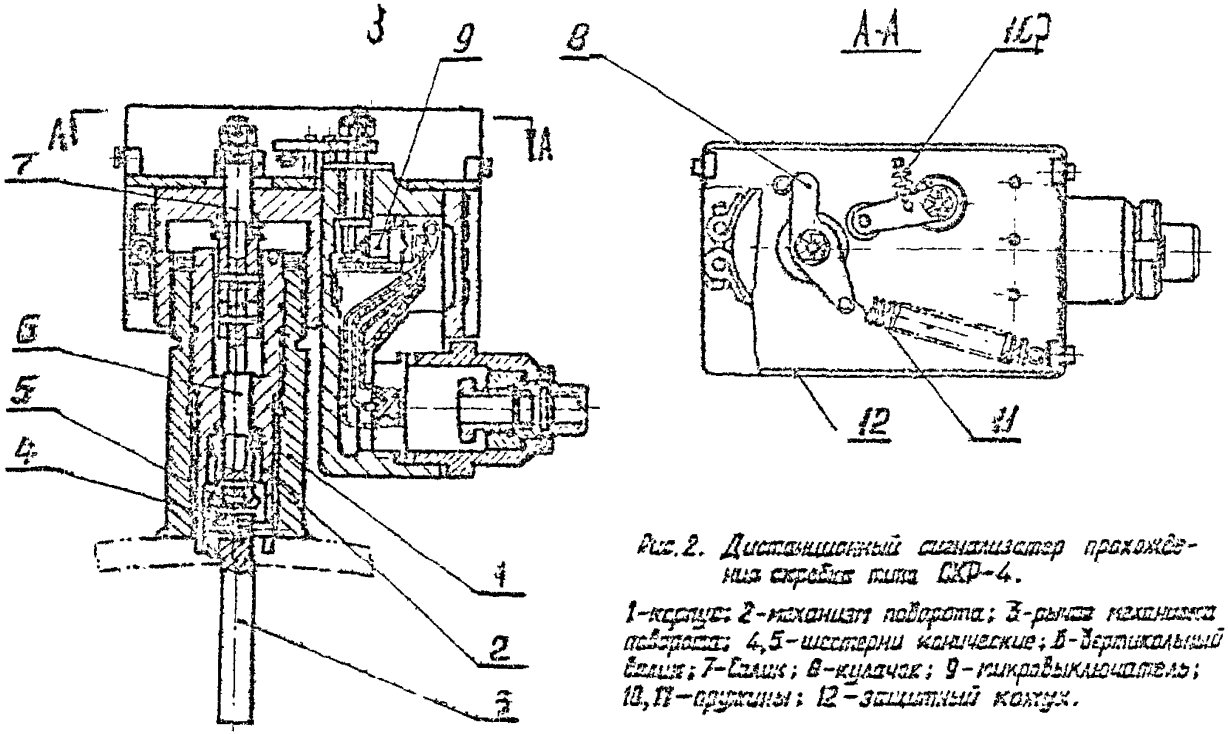
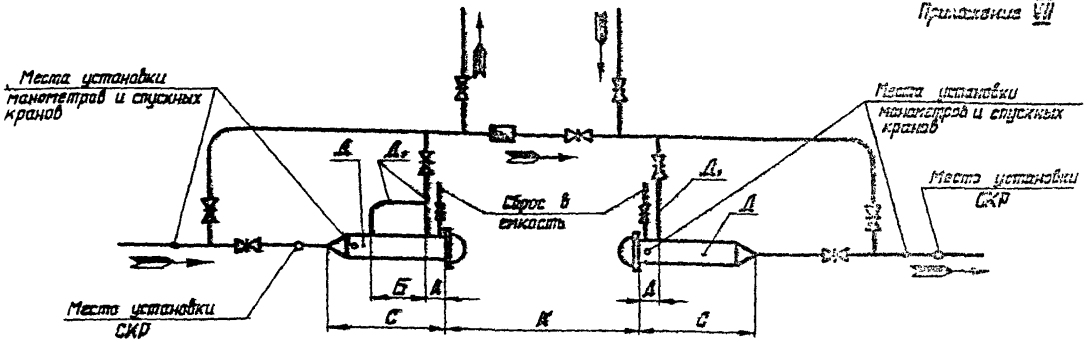


Рис. 2. Дистанционный сигнализатор прохождения скребка типа СКР-4.

1-корпус; 2-механизм поворота; 3-рычаг механизма поворота; 4,5-шестерни конические; 6-вертикальный вал; 7-болт; 8-кулачок; 9-микровыключатель; 10,11-пружины; 12-защитный колпак.

Приложение VII



Условные обозначения

- задвижка
- обратный клапан
- шаровой затвор
- переходник

Основные размеры в мм

Диаметр трубопровода	300	350	500	700	800	1000	1200
Г	350	400	600	800	1000	1200	1400
Г1	150	200	250	300	350	500	500
Д	400	450	500	600	600	600	600
Б	1000	1100	1500	1800	1800	2000	2000
С	2000	2200	2700	3200	3500	4000	4000
К	3000	3000	4000	4000	6000	8000	8000

Схема камер пуска и приема очистных устройств

Приложение УП

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:

I. Название и диаметр трубопровода, название и длина очищенного участка.

2. Дата проведения очистки.

3. Техническая характеристика устройства, использованного для очистки с указанием диаметра калибрующего диска.

5. Техническое состояние средства до и после пропуска.

6. Места и причины застревания очистного средства.

7. Выявленные дефекты трубопровода и меры, принятые для их устранения.

ЛИТЕРАТУРА

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

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

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

СОДЕРЖАНИЕ

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 53

Приложение IX. Журнал учета очистки трубопровода в районном управлении 54

Приложение X. Указания по составлению акта очистки трубопровода 55

Литература 56

И Н С Т Р У К Ц И Я

по очистке магистральных трубопроводов
от внутренних отложений

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

Подписано в печать I5/Ш-72г. П-06909
Печ. л. 2,5. Тираж I600 экз. Заказ 56
Цена I5 коп.

Ротапринт ВНИИСПТнефть, Уфа-55, пр. Октября, I44/3.

gost.e-ecolog.ru