

Министерство нефтяной промышленности
Производственное ордена Ленина и
ордена Трудового Красного Знамени
объединение Башнефть

Башкирский государственный
научно-исследовательский и проектный
институт нефтяной промышленности

БАШ НИИОИ НЕФТЬ

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ГЛУБОКИХ
ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ
УСТАНОВКОЙ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПЛУНЖЕРОМ
(УСНН)

РД 39-I-1049-84



УСНН-1984

Министерство нефтяной промышленности

СОГЛАСОВАНО

Заместитель начальника
управления по развитию
техники, технологии и
организации добычи
нефти и газа

А. А. Авадиян
А. А. Авадиян
157024

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического
управления Нефтепрома

С. Н. Балдинов
С. Н. Балдинов

РУКОВОДЯЩИИ ДОКУМЕНТ

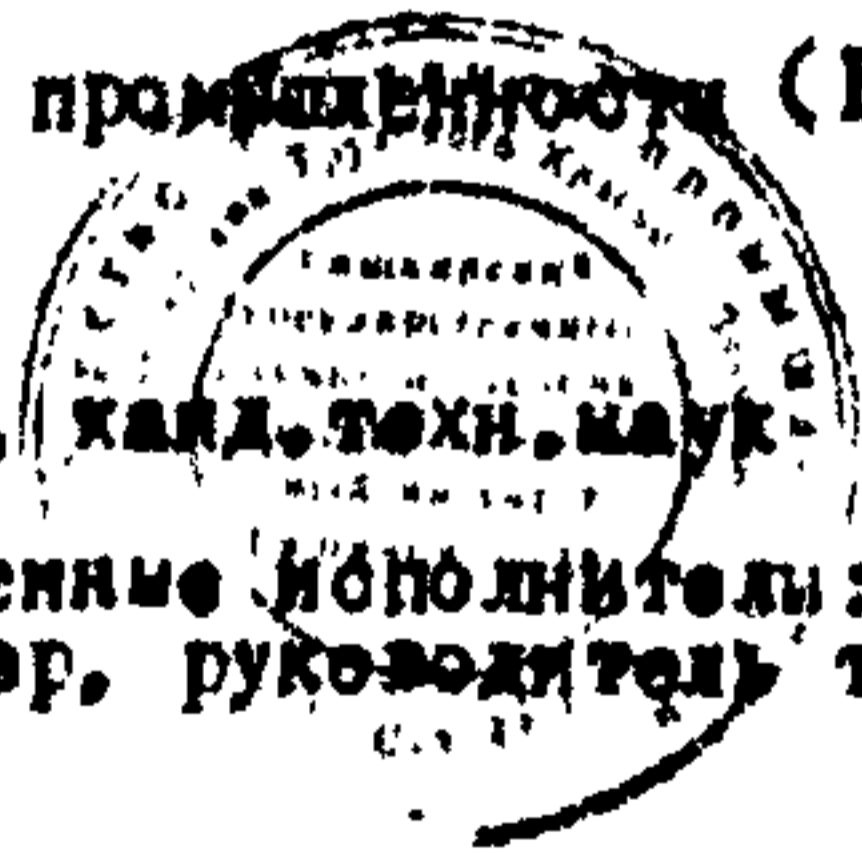
ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ГЛУБОКИХ
ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКОЙ
С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПУЛЬСБОМ

РА 39-1-1049-84

НАСТОЯЩИИ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН

Башкирским научно-исследовательским и проектным институтом
нефтяной промышленности (Башнигинефть)

Директор, *канд. техн. наук*



Н. Ф. Кагарманов

Н. Ф. Кагарманов

Ответственные исполнители:
ст. инженер, руководитель темы

К. Р. Уразаев
Б. З. Минликаев
Р. З. Ахмадиев

К. Р. Уразаев

Б. З. Минликаев

Р. З. Ахмадиев

Инженер

Инженер

Сополнитель:

Нач. ЦНГ и ЭНГДУ Уфанефть

Р. Х. Минзиков

Р. Х. Минзиков

Продолжение титульного
листа РД 39-

СОГЛАСОВАНО:

Директор БНИИ

 Г.Г. Бахитов

Начальник производственного
отдела добычи нефти и газа
объединения Башнефть

 У.З. Ракетдинов

Председатель областного
комитета профсоюза
рабочих нефтяной и газовой
промышленности

 Ф.Г. Ахунев

УДК 622.276.53

Технология добычи нефти штанговой установкой с дифференциальным плунжером разработана впервые на основе результатов исследований, проведенных в Башнипинефти совместно с НГДУ Уфинефть.

Технология применяется при эксплуатации глубоких наклонно направленных скважин.

А в т о р ы : К.Р.Уразаков, В.З.Миндикеев, Р.З.Ахмадиев,
(Башнипинефть)
Р.Х.Кинзиев (НГДУ Уфинефть).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ГЛУБОКИХ ИСКРИВЛЕННЫХ СКВАЖИН ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКОЙ С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПЛУНЖЕРОМ (УСЕН)

РД 39-1-1049-84

Вводится впервые

Приказом производственного ордена Ленина и ордена
Трудового Красного знамени объединения Башнефть
от 22.05.84. № 225

срок введения в действие установлен с 1.07.84.

Настоящим документом следует руководствоваться при
эксплуатации искривленных и наклонно направленных скважин
штанговой насосной установкой с дифференциальным плунжером.

Документ обязателен для предприятий объединения Башнефть
и может быть рекомендован к применению на других месторождени-
ях со скважинами осложненного профиля.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. В наклонно направленных и искривленных скважинах
(интенсивность искривления ствола скважины более $2,5^{\circ}$ на 10 м),
эксплуатируемых глубинными штанговыми насосными установками,
в результате увеличения силы трения в паре "штанга-насосная
труба" значительно увеличивается нагрузка на головку баланси-

ра станка-качалки, что снижает эффективность добычи нефти.

При этом снижается надежность работы установки в целом, увеличивается износ штанговой колонны, уменьшается межремонтный период работы скважины (в дальнейшем МРП).

1.2. Для уменьшения осложнений при эксплуатации скважин с сильноискривленным профилем ствола по данной технологии, столб откачиваемой жидкости, расположенный между устьем скважины и перед участком набора кривизны ствола скважины, при ходе штанговой колонны вверх отсекается и поднимается отдельно; тем самым достигается снижение эйлеровой силы трения, вызываемой натяжением штанговой колонны под действием веса откачиваемой продукции.

В качестве отсекающего применяется дифференциальная плунжерная пара, состоящая из дифференциального цилиндра смонтированного на насосных трубах, состоящего из двух ступеней меньшего и большего диаметра. Дифференциальный плунжер снабжен обратным клапаном. Дифференциальная плунжерная пара устанавливается перед участком набора кривизны скважины. Обратный клапан при ходе балансира вверх отсекает столб жидкости.

1.3. Для упрощения спуско-монтажных работ малая ступень дифференциальной плунжерной пары может быть выполнена в виде колонны полых штанг с обратным клапаном, связывающим внутренний канал большей дифференциальной ступени плунжера с устьем скважины, а колонна НКТ снабжается обратным клапаном, расположенным непосредственно над дифференциальной плунжерной парой выше верхней мертвой точки хода плунжера.

1.4. Глубина опуски насоса - не более 1800 м.

1.5. Межремонтный период работы установки предполагается равным 160 сут.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

2.1. В качестве привода установки используется станок-качалка по ГОСТ 5866-76.

2.2. Жидкость откачивается штанговым насосом по ГОСТ 6444-78.

2.3. Штанговая колонна состоит из штанг ШН 19, ШН 25 по ГОСТ 13877-80.

2.4. Большая ступень дифференциальной плунжерной пары комплектуется с использованием штангового насоса ИГН-55, ГОСТ 6444-78.

2.5. Малая ступень дифференциальной плунжерной пары выполнена в виде колонны полых штанг ШН-42x3,5, (выпускаемых заводом им. Сардарова Азербайджанской АССР).

2.6. Для работы с полыми штангами применяется элеватор типа ЗТДР-12,5 и ключ типа КТД-56.

2.7. Обвязка устьевого арматуры при использовании полых штанг производится с использованием комплекта оборудования по ТУ 26-16-110-81, ГОСТ 6286-73, ТУ 26-16-6-76.

3. ВЫБОР СКВАЖИНЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА

3.1. Для осуществления процесса добычи нефти выбираются скважины производительностью от 0,5 до 60 м³/сут, с обводненностью добываемой жидкости в пределах 0 - 30 %, 75- 90 %.

3.2. Выбираются скважины, отличающиеся сложностью профиля ствола, по инклинограммам и динамограммам работы насосов.

4. СХЕМЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

4.1. Технологическая схема глубиннонасосной установки с применением дифференциального плунжера представлена в обязательном приложении I.

4.2. Компоновка дифференциальной плунжерной пары осуществляется согласно чертежам, утвержденным в установленном порядке, приведенным в приложении 3.

5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС

5.1. Подъем жидкости на вертикальном участке ствола скважины осуществляется при помощи дифференциального плунжера, а на искривленном участке - при помощи плунжера основного насоса. Для этого перед участком набора кривизны ствола скважины в насосно-компрессорных трубах устанавливается дифференциальный полый цилиндр и входящий в него дифференциальный плунжер с обратным клапаном, установленный в штанговой колонне, причем плунжер малого диаметра соединяется с головкой балансира, а большего диаметра - с глубинным плунжерным насосом.

5.2. Для осуществления технологии предлагается две схемы компоновки насосного оборудования:

5.2.1. Первый вариант - с применением полых штанг;

5.2.2. Второй вариант - без применения полых штанг.

5.3. На технологической схеме, приведенной на рис. I обязательного приложения I изображен общий вид установки (I вариант). Установка содержит станок-качалку с головкой балансира I, малую ступень дифференциальной плунжерной пары 2, снабженную обратным клапаном 3, выполненную в виде колонны полых штанг и

связывающую большую ступень дифференциального плунжера 4 с устьем скважины, которая при помощи штанговой колонны 5 соединена с основным штанговым насосом 6. Колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) 7 снабжена обратным клапаном 8, соединяющим полость НКТ с затрубным пространством 9.

Штанговая глубинно-насосная установка работает следующим образом. При ходе головки балансира I вверх происходит процесс всасывания основным плунжерным насосом 6, при этом в дифференциальном плунжере 4 закрывается клапан 3, отсекается часть столба жидкости, расположенная выше дифференциального плунжера 4, в результате чего снижается сила, прижимающая штанги к насосным трубам и уменьшается сила трения на участке набора кривизны в паре штанговая колонная - насосная труба 7. При этом уровень жидкости в затрубном пространстве 9 снижается. Обратный клапан 3 позволяет перепустить часть жидкости, заполняющей колонну НКТ в момент запуска скважины, в затрубное пространство 9, за счет чего уменьшается давление на дифференциальный плунжер 4.

Затем головка балансира I совершает ход вниз, происходит процесс нагнетания. При этом клапан 3 дифференциального плунжера 4 открывается, пропуская откачиваемую жидкость, которая отбирается через колонну полых штанг 2.

Использование конструкции с полыми штангами (см. приложение I) позволяет облегчить проведение спуско-подъемных операций. Установка обратного клапана 8 на насосно-компрессорных трубах предупреждает попадание свободного газа в колонну НКТ, и тем самым, отпадает необходимость установки уплотнительных элементов на устье скважины между колоннами НКТ и штанг.

Вследствие снижения нагрузки на головку балансира и уменьшения силы трения между НКТ и штангами на искривленном участ-

ке скважины повышается КПД установки, увеличивается межремонтный период работы скважин.

Все это позволяет повысить надежность работы скважинной насосной установки в искривленных и наклонно направленных скважинах.

5.4. Возможные варианты компоновки УСН с дифференциальным плунжером показаны на рис. 2, 3 приложения I:

вариант 2а) - дифференциальный насос выполнен в виде двух плунжеров с обратным клапаном и с их цилиндрами;

вариант 2б) - дифференциальный насос выполнен в виде двух плунжеров с их цилиндрами без обратного клапана;

вариант 3а) - верхняя плунжерная пара дифференциального насоса выполнена в виде колонны полых штанг с обратным клапаном;

вариант 3б) - верхняя плунжерная пара дифференциального насоса выполнена в виде колонны полых штанг без обратного клапана.

Наиболее рациональными является применение компоновок 2а и 3б.

Компоновки 2б и 3а следует применять в том случае, если глубина расположения искривленного участка не превышает максимально возможную глубину спуска дифференциального плунжера. При использовании данных компоновок отход жидкости не отсекается, но за счет действия выталкивающей силы на дифференциальный плунжер сила, прижимающая штанги к трубам на участке искривления снижается.

Эффективность использования схем 2а и 3а определяется давлением насыщения газа в откачиваемой продукции. При высоком значении давления насыщения разгрузка штанг ниже дифференциального плунжера будет незначительной вследствие резкого возрастания коэффициента сжимаемости откачиваемой продукции при

снижении давления под дифференциальным плунжером ниже давления насыщения.

6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Проведение работ на глубинно-насосной установке с дифференциальным плунжером должны осуществляться в соответствии с разделами I, 4, 5 "Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденных Госгортехнадзором СССР ЗИ.СИ.74.

7. ВОЗМОЖНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОТ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СЛЕМЫ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ

При изменении давления жидкости на приеме насоса производится перерасчет параметров дифференциального плунжера по методике, приведенной в рекомендуемом приложении 2 (пример расчета приведен в справочном приложении 2а). При очередном подземном ремонте параметры изменяются в соответствии с перерасчетом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Николаев Г.И., Уразаков К.Р.Р., Валиев М.Д. Совершенствование эксплуатации наклонных и обводняющихся скважин. - Нефтяное хозяйство, М., 1980, № 1, с. 32-35.
2. Новое в развитии техники и технологии механизированных способов добычи нефти. - Обзор зарубежной литературы. Серия добыча, М.; ВНИИОЭНГ, 1974, - 42 с.
3. Николаев Г.И., Уразаков К.Р. Оптимизация профиля наклонной скважины для штангового глубиннонасосного способа добычи нефти. - РНТС/ВНИИОЭНГ, Нефтепромышленное дело, 1982, № 6, с. 19-22.
4. А.с. № 914806 (СССР) Скважинная насосная установка/Башнипинефть; Авт. изобр. К.Р. Уразаков, С.С. Закиров, М.Ф. Вехитов, Заявл. 22.08.80, № 1976495; Оpubл. в Б.И. 1982, № 11.
5. Разработка технологических мероприятий для повышения эффективности эксплуатации скважин производственного объединения Башнефть: отчет/Башнипинефть; Рук. темы О.Г. Гафуров, 2578, инв. № Б717187, Уфа, 1978, - 151 с.
6. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. - М.; Недра, 1979, - 213 с.

СХЕМА СТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

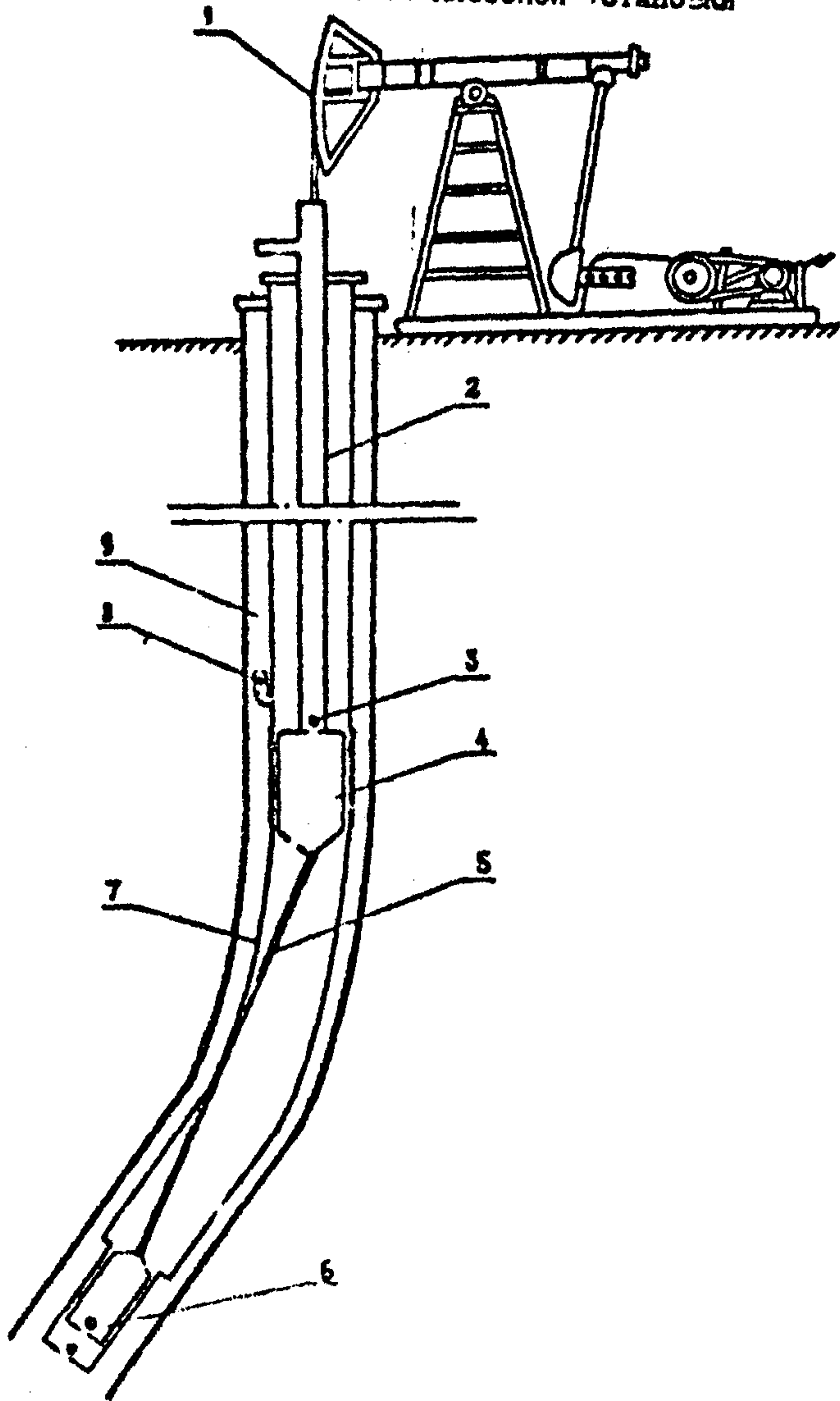


Рис. 1

Продолжение приложения I

Технологические схемы компоновки
оборудования для добычи нефти из глубоких покрываемых
окраин

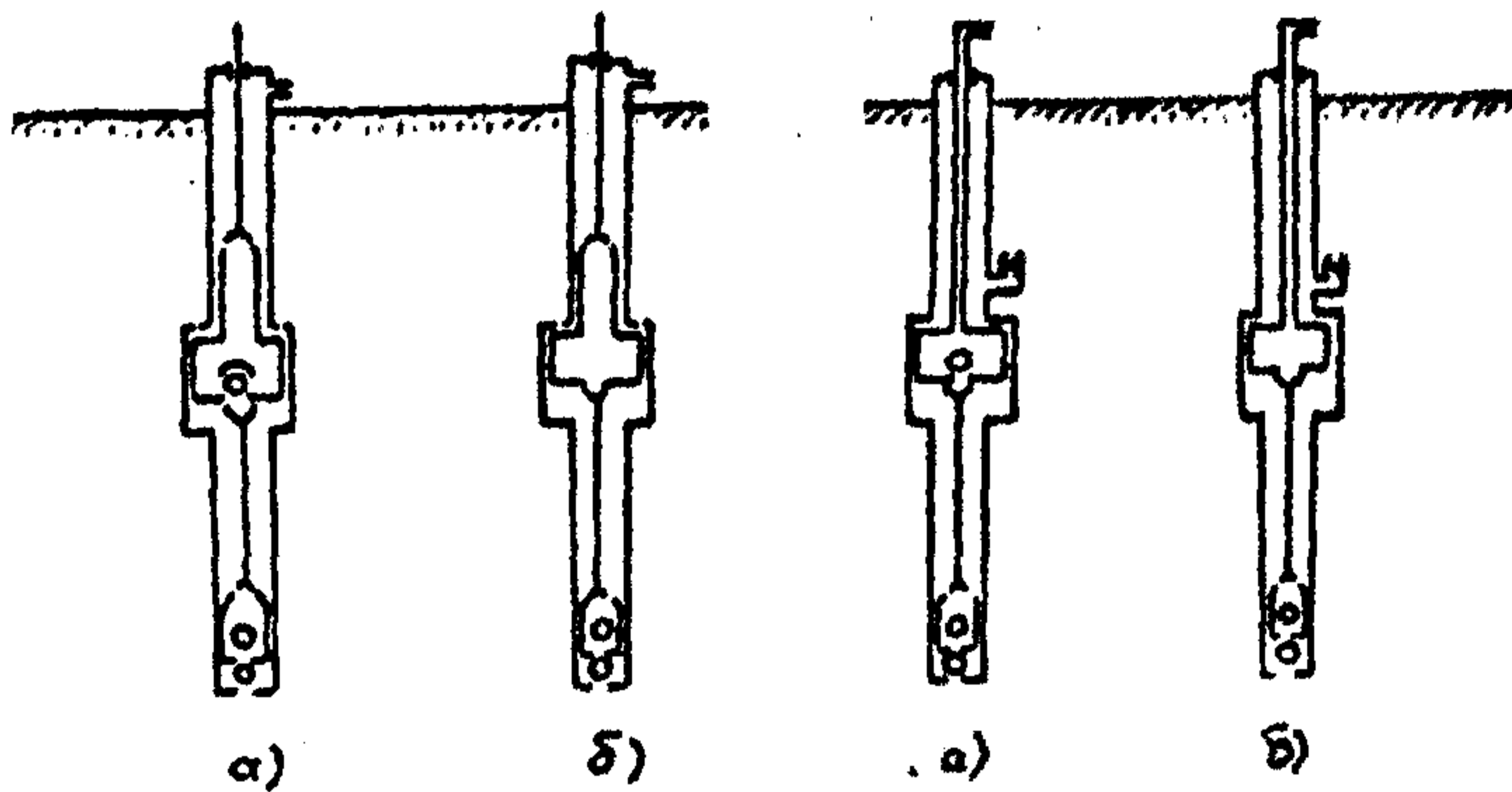


Рис. 2

Рис. 3

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

рекомендуемое

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСЕН С
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПЛУНДРОМ

Для определения интервала возможной установки дифференциального плунжера (рис. I) и расчета нагрузок на головку балансира станка-качалки необходимы следующие данные:

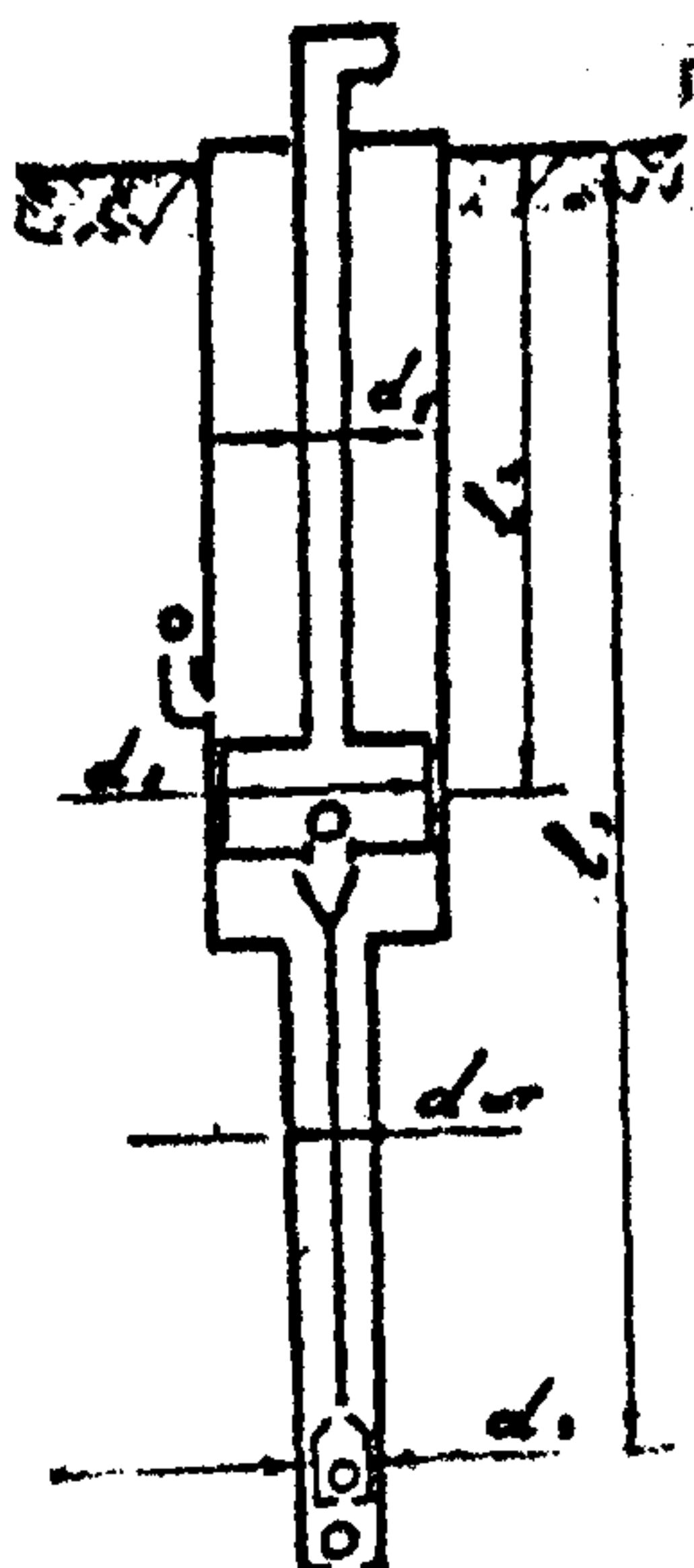


Рис. I

1. Глубина подвески основного насоса l_1 , м;
2. Диаметр основного насоса, d_1 , м;
3. Диаметр среднего насоса, d_2 , м;
4. Диаметр верхнего насоса или внутренний диаметр полых штанг, d_3 , м;
5. Диаметры штанг с диаметрами 0,016; 0,019; 0,022; 0,025 м колонне штанг ниже дифференциального плунжера соответственно: δ_{16H} , δ_{19H} , δ_{22H} , δ_{25H} ;
6. Вес погонного метра штанг в воздухе с диаметрами 0,016; 0,019; 0,022; 0,025 м и полых штанг соответственно, γ_{16} , γ_{19} , γ_{22} , γ_{25} , $\gamma_{л}$, Н/м;
7. Вес погонного метра штанг в жидкости с диаметром 0,016; 0,019; 0,022; 0,025 м соответственно $\gamma_{16ж}$, $\gamma_{19ж}$, $\gamma_{22ж}$, $\gamma_{25ж}$, Н/м;
8. Модуль упругости материала штанг, E , Па;

9. Площади сечения тел штанг с диаметрами 0,016; 0,019; 0,022; 0,025 м и полых штанг соответственно f_{16} , f_{19} , f_{22} , f_{25} , $f_n \cdot \text{м}^2$
10. Внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, D , м;
11. Площадь сечения тела насосно-компрессорных труб, $f_{тр} \cdot \text{м}^2$;
12. Число качаний станка-качалки, n , с^{-1} ;
14. Давление в системе сбора жидкости, P_0 , Па;
15. Давление в затрубном пространстве, P_3 , Па;
16. Плотность откачиваемой жидкости, $\rho_{ж}$, кг/м^3 ;
17. Коэффициент сжимаемости откачиваемой жидкости, $\beta_{ж}$, Па^{-1} ;
18. Давление насыщения жидкости, P_n , Па;
19. Коэффициент запаса, K ;
20. Расстояние от устья скважины до нижнего конца первого искривленного участка, $h_{к1}$, м (рис.2)
21. Расстояние от устья скважины до нижнего конца второго искривленного участка, $h_{к2}$, м (рис.2)

1. Интервал возможной установки дифференциального насоса (ДН) лежит между устьем скважины и основным насосом. Максимальная (минимальная) глубина установки ДН определяется разницей сил, способствующей движению плунжера ДН вниз и являющейся функцией расстояния от устья скважины ($P_c = f(l)$), и сил, препятствующей движению плунжера ДН вниз, также являющейся функцией расстояния ($P_n = f(l)$), с учетом коэффициента запаса K .

Расстояние l_2 от устья скважины, на котором $P_c = P_n$ определяется по формуле (1), м:

$$l_2 = \frac{0,785(d_2^2 - d_1^2)(P_0 - P_3) + 25000(d_1 + d_2) - l_1 \frac{\delta_{жсн}}{\kappa}}{\frac{\delta_n}{\kappa} - \frac{\delta_{жсн}}{\kappa} - 0,785(d_2^2 - d_1^2) \rho_{ж} g} \quad (15)$$

СХЕМА ШТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

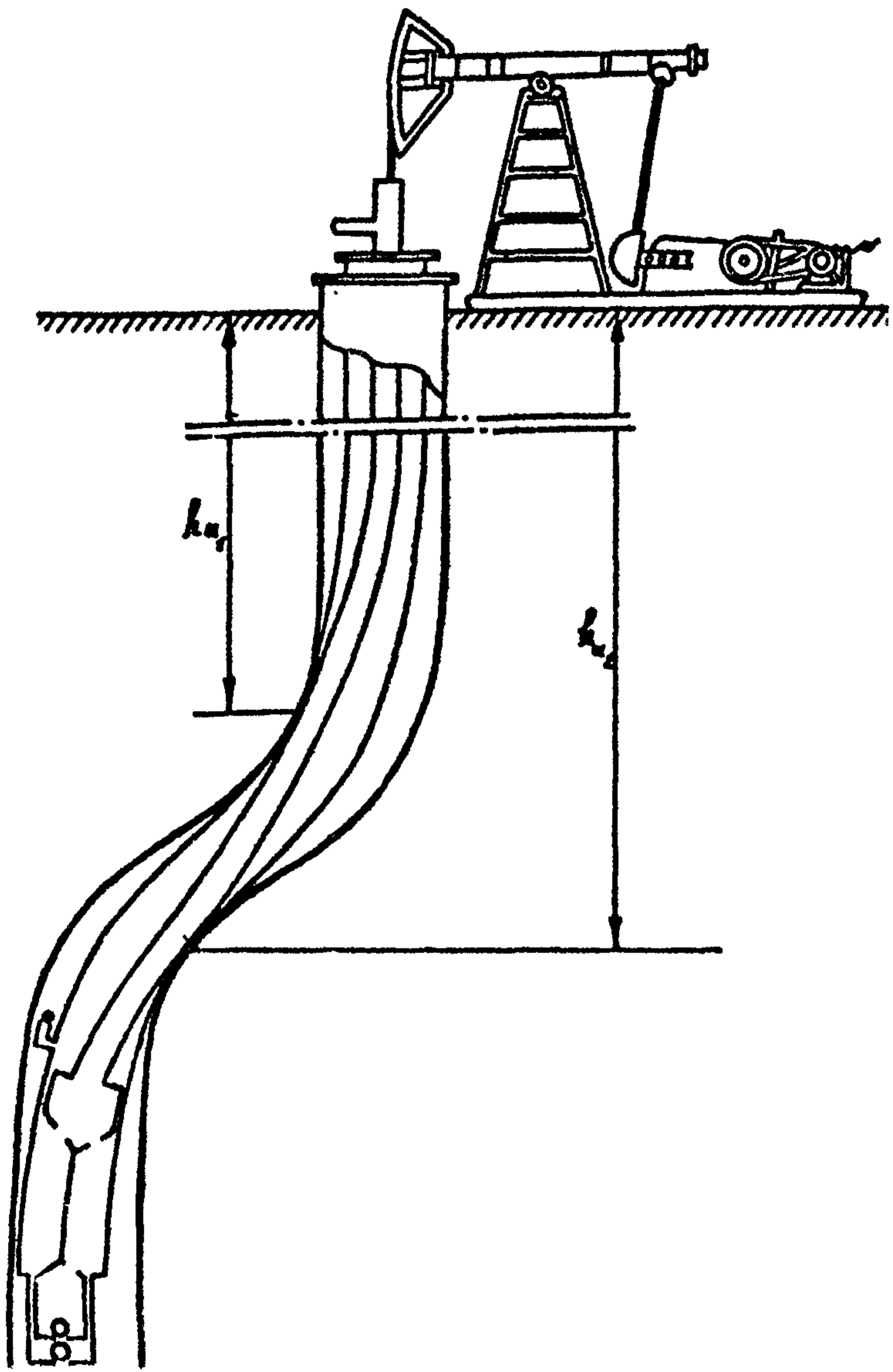


Рис. 2

где $\gamma_{жн}$ определяется по формуле (2), Н/м

$$\gamma_{жн} = \gamma_{25ж} \epsilon_{25н} + \gamma_{22ж} \epsilon_{22н} + \gamma_{19ж} \epsilon_{19н} + \gamma_{16ж} \epsilon_{16н}, \quad (2)$$

Возможны четыре варианта соотношения сил P_c и P_n при $\ell_2 = 0$, (P_{co} и P_{no}), определяющего интервал возможной установки ДН:

а) $P_{co} > P_{no}$, $\ell_2 > 0$; интервалом возможной установки $]0, \ell_2[$ (если $\ell_2 > \ell_3$, то $]0, \ell_3[$ (рис. 3а);

б) $P_{co} < P_{no}$, $\ell_2 > 0$; $]\ell_2, \ell_3[$ (если $\ell_2 > \ell_3$, то ДН установить невозможно), (рис. 3б);

в) $P_{co} > P_{no}$, $\ell_2 < 0$; $]0, \ell_3[$ (рис. 3в);

г) $P_{co} < P_{no}$, $\ell_2 < 0$; ДН установить невозможно (рис. 3г)

Силу P_{co} определяем по формуле (3), Н:

$$P_{co} = \gamma_{нж} \ell_3 \quad (3)$$

Силу P_{no} - по формуле (4), Н:

$$P_{no} = \kappa \left[(P_5 - P_3)(d_2^2 - d_1^2) + 25000(d_2 + d_1) \right] \quad (4)$$

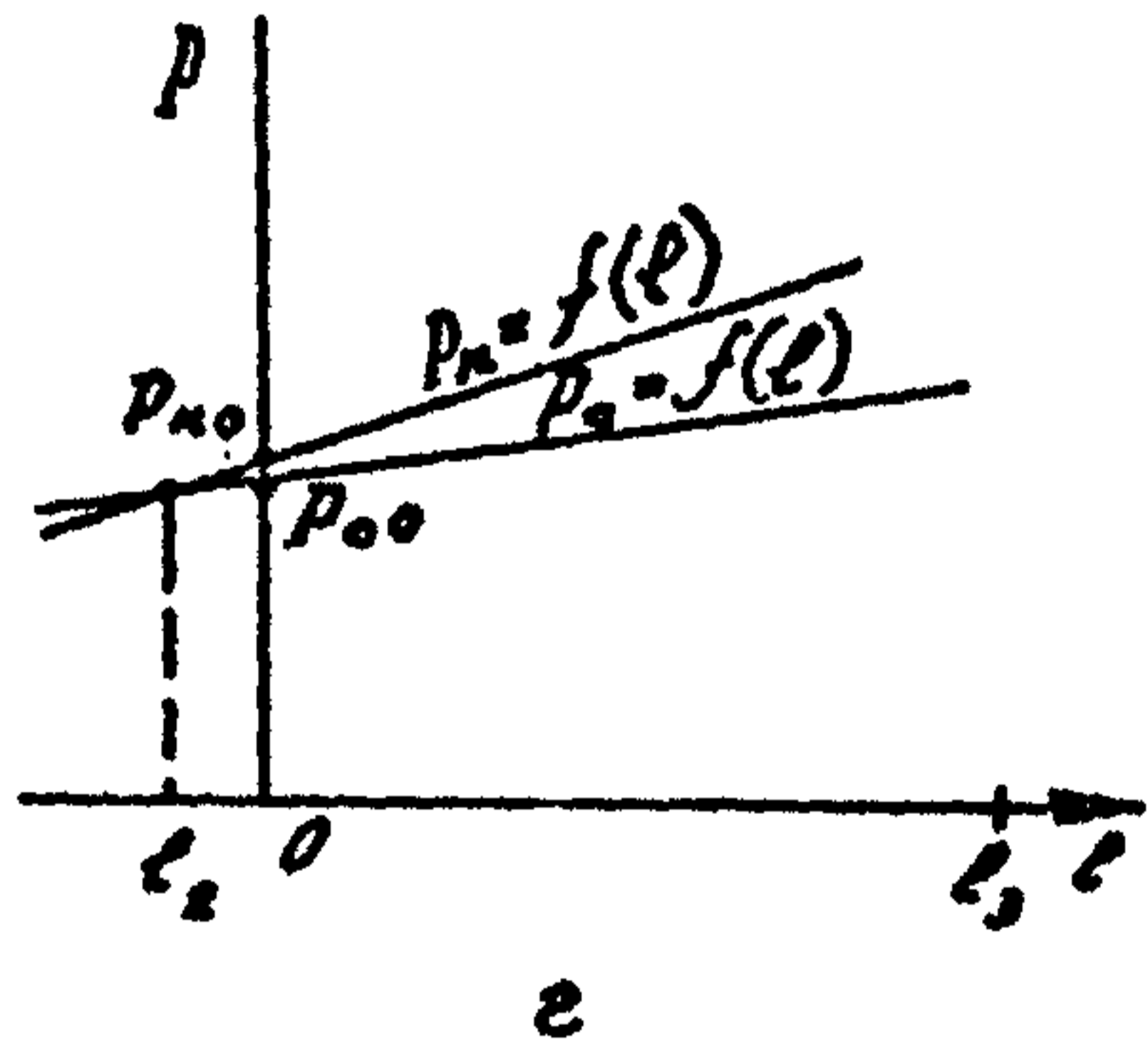
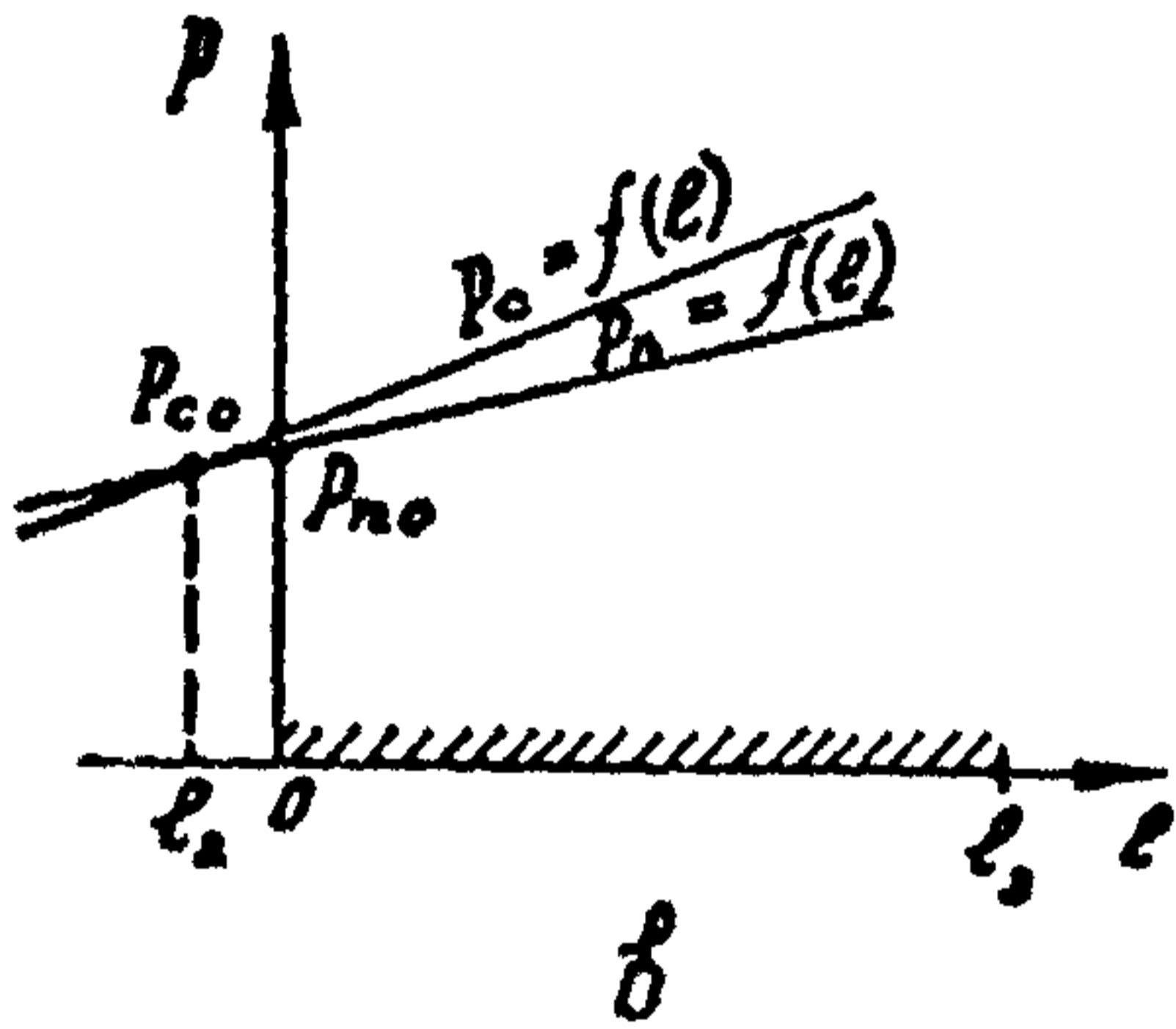
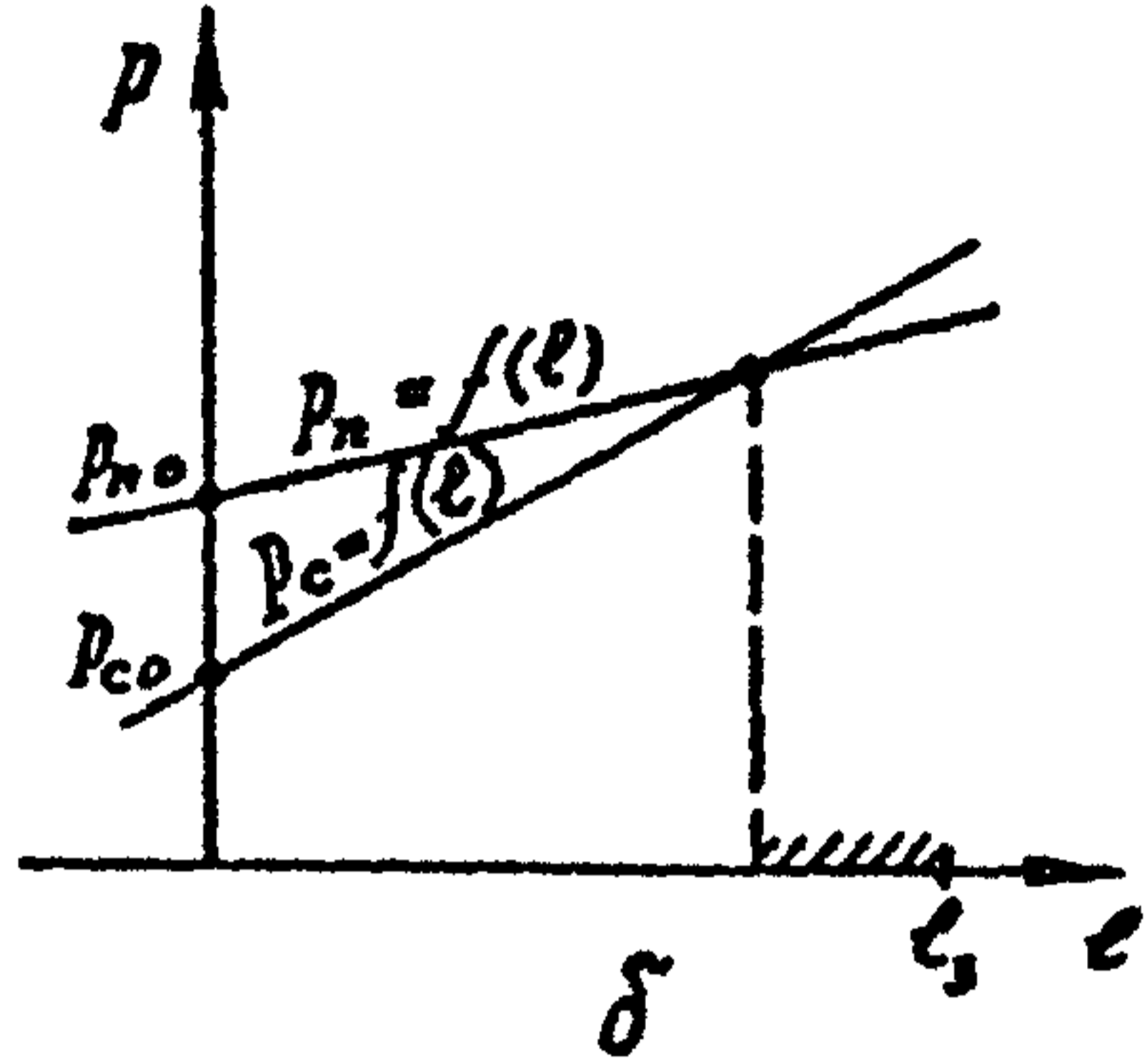
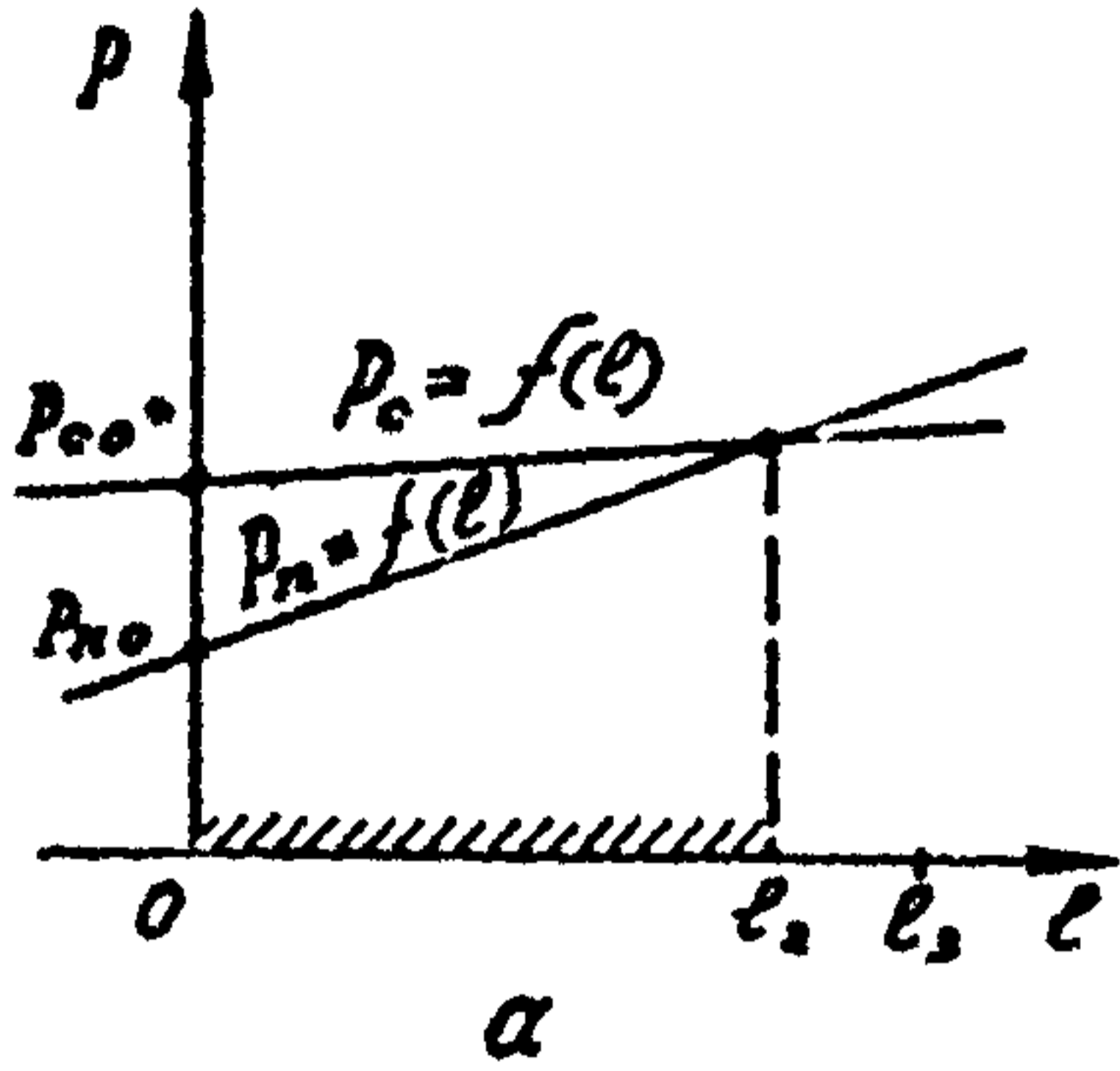
При использовании формул (1) и (4) необходимо принимать $P_3 = 10^5$ Па при замене верхнего плунжера полими штангами.

2. При применении ДН с установленными в его плунжере обратным клапаном происходит разгрузка штанг и головки балансира станка-качалки.

Разгрузка штанг ниже ДН происходит вследствие снижения давления под плунжером ДН от P_1 до P_2 из-за освобождения им большего объема, чем объем жидкости, подаваемый основным насосом.

Давление под плунжером ДН в начале хода вверх, Па:

$$P_1 = \rho g \ell_2 + P_0 \quad (5)$$



~~~~~ - интервал возможной установки ДТ

Рис. 3

Давление в конце хода вверх, Па :

$$P_2 = P_1 - \frac{(d_2^2 - d_1^2) \cdot S_0}{(L_2 - L_1) (D^2 - d_w^2) \rho_{ж}} \quad (6)$$

Необходимо отметить, что коэффициент сжимаемости жидкости значительно меньше, чем газожидкостной смеси, поэтому существенно понизить давление под ДН ниже  $P_n$  невозможно.

Следовательно, если в результате расчета по формуле (6) имеем  $P_2 < P_n$ , то для упрощения дальнейших расчетов принимаем  $P_2 = P_n$ .

Формула для определения величины разгрузки штанг в Н ниже ДН

$$\Delta F_{\text{ни}} = \frac{\pi}{8} (P_1 - P_2) (d_2^2 - d_1^2) \quad (7)$$

Величина разгрузки штанг и головки балансира выше ДН определяется выталкивающей силой, действующей на плунжер ДН, Н :

$$\Delta F_{\text{ва}} = \frac{\pi}{4} (d_2^2 - d_1^2) \left[ \frac{(P_1 + P_2)}{2} - P_3 \right] \quad (8)$$

Формула (8) пригодна также для расчета величины разгрузки штанг выше ДН и головки балансира станка-качалки, если в плунжере ДН не установлен обратный клапан. В этом случае

$$\Delta F_{\text{ва}} = \frac{\pi}{4} (d_2^2 - d_1^2) (P_1 - P_3) \quad (9)$$

3. Максимальная нагрузка на головку балансира станка-качалки определяется по упрощенной формуле Вирьевокого, Н :

$$P_{\text{max}} = P'_{\text{ж}} + P'_w + 0,66 \frac{d_2}{d_w} n P_w \sqrt{4 S_0 \cdot \rho_w + 1000 \cdot F_{\text{ва}}} \quad (10)$$

где  $P'_{\text{ж}}$  - вес столба жидкости, Н

$$P'_{\text{ж}} = \frac{\pi}{4} \rho_{ж} g L_2 d_2^2 \quad (11)$$

$P'_w$  - вес колонны штанг в жидкости, Н

$$P'_w = (L_2 - L_1) \gamma_{жж} + L_2 \gamma_n \quad (12)$$

$P_w$  - вес колонны штанг в воздухе, Н,

$$P_w = (l_1 - l_2) (\gamma_{16} \epsilon_{16n} + \gamma_{19} \epsilon_{19n} + \gamma_{22} \epsilon_{22n} + \gamma_{25} \epsilon_{25n}) \cdot l_1 \gamma_n \quad (13)$$

$d_w$  - диаметр штанг, м;

$$\lambda_w = \frac{P_w l_1}{E f_w} \quad (14)$$

$f_w$  - площадь сечения тела штанг, м<sup>2</sup>. Для ступенчатой колонны вместо  $f_w$  подставляется  $f_{wcp}$ , м<sup>2</sup>

$$f_{wcp} = \frac{1}{\left(\frac{l_1 - l_2}{l_1}\right) \left(\frac{\epsilon_{16n}}{f_{16}} + \frac{\epsilon_{19n}}{f_{19}} + \frac{\epsilon_{22n}}{f_{22}} + \frac{\epsilon_{25n}}{f_{25}}\right) + \frac{l_2}{l_1 f_n}}, \quad (15)$$

$$\psi = \frac{f_{cp}}{f_{cp} + f_w} \quad (16)$$

Кроме того, в формуле (5) для ступенчатой колонны штанг необходимо вместо  $d_w$  подставить  $d_{wcp}$ , м

$$d_{wcp} = \sqrt{\frac{4}{\pi} f_{wcp}} \quad (17)$$

Формулу (5) можно использовать как для расчета максимальной нагрузки на головку балансира станка-качалки при применении данной технологии, так для ранее существовавшей. Если дифференциальный плунжер не применен, то в формулах (12), (13) и (15) необходимо принимать  $l_2 = 0$ , в формуле (10)  $\Delta F_{wв}$  тоже будет равно .

Приложение 2а  
оправочное

## ПРИМЕР РАСЧЕТА

Известно:

|                                             |                                               |
|---------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| $l_s = 1500$ м;                             | $D = 6,2 \cdot 10^{-2}$ м;                    |
| $d_1 = 0,032$ м;                            | $f_{rp} = 1,2 \cdot 10^{-3}$ м <sup>2</sup> ; |
| $d_2 = 0,056$ м;                            | $S_0 = 3$ м;                                  |
| $d_3 = 0,035$ м;                            | $n = 0,08$ с <sup>-1</sup> ;                  |
| $\epsilon_{max} = 1$ ;                      | $P_0 = 5 \cdot 10^5$ Па;                      |
| $\gamma_{10} = 23,3$ Н;                     | $P_3 = 10^6$ Па;                              |
| $\gamma_{11} = 20,1$ Н                      | $\rho_{max} = 900$ кг/м <sup>3</sup> ;        |
| $\gamma_n = 40$ м;                          | $\beta_{max} = 15 \cdot 10^{-10}$ Па;         |
| $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па                  | $P_n = 6 \cdot 10^6$ Па;                      |
| $f_{10} = 2,8 \cdot 10^{-4}$ м <sup>2</sup> | $h_{11} = 800$ м;                             |
| $f_n = 4,2 \cdot 10^{-4}$ м <sup>2</sup> ;  | $K = 1,2$                                     |

1. Определяем интервал возможной установки дифференциального плунжера с верхней ступенью на полых штанг по формуле (1):

$$l_s = \frac{0,785(0,056^2 - 0,035^2)(5 \cdot 10^5 - 10^5) + 25000(0,056 + 0,032) - 1500 \frac{20,1}{1,2}}{\frac{40}{1,2} - \frac{20,1}{1,2} - 0,785(0,056^2 - 0,035^2) 900 \cdot 9,8}$$

$$= 6660 \text{ м};$$

Определяем величину силы, способствующей движению колонны штанг вниз, по (3):

$$P_{co} = 20,1 \cdot 1500 = 30150 \text{ Н}$$

Определяем величину силы препятствующей этому движению при  $\alpha = 0$  по (4)

$$P_{\text{н}} = 1,2(5 \cdot 10^5 - 10^5)(0,056^2 - 0,035^2) + 25000(0,056 + 0,032) = 3557 \text{ Н}$$

Имеем  $P_{\text{но}} < P_{\text{со}}$ , следовательно интервал возможной установки ДН (см. приложение 2 рис. 3 8) ] 0,1500 [

Наша основная задача разгрузить штанги в искривленном участке, поэтому принимаем  $l_2 = h_{\text{н}} = 800 \text{ м}$

ДН находится ниже искривленного участка, поэтому выбираем схему компоновки без клапана в плунжере.

2. Величину разгрузки полых штанг в искривленном участке и головки балансира станка-качалки, определяем по (9) с учетом (5):

$$F_{\text{шв}} = 0,785(0,056^2 - 0,035^2)(900 \cdot 9,8 \cdot 800 + 5 \cdot 10^5 - 10^5) = 11185 \text{ Н};$$

3. Расчет максимальной нагрузки на головку балансира станка-качалки производим по вышеизложенной методике с использованием зависимостей (10-17):

$$P_{\text{ж}'} = 0,785 \cdot 900 \cdot 9,8 \cdot 1500 \cdot 0,032^2 = 10635 \text{ Н};$$

$$P_{\text{ш}'} = (1500 - 800)20,1 + 800 \cdot 40 = 46070 \text{ Н};$$

$$P_{\text{ш}} = (1500 - 800)23,3 + 800 \cdot 40 = 48310 \text{ Н};$$

$$f_{\text{ш ср}} = \frac{1}{\left(\frac{1500-800}{1500}\right) 2,8 \cdot 10^{-4} + \frac{800}{1500} \cdot \frac{1}{4,2 \cdot 10^{-4}}} = 3,4 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

$$\psi = \frac{1,2 \cdot 10^{-3}}{1,2 \cdot 10^{-3} + 3,4 \cdot 10^{-4}} = 0,779$$

$$\alpha_{\text{ш ср}} = \sqrt{\frac{4}{3,14} 3,4 \cdot 10^{-4}} = 0,0208 \text{ м}$$

$$\lambda_{\text{ш}} = 10635 \cdot 1500 / 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 3,4 \cdot 10^{-4} = 0,223 \text{ м};$$



$$P_{max} = 10635 + 46070 + 0,66 \frac{0,032}{0,0208} \cdot 0,08 \cdot 48310 \cdot \sqrt{0,779 \cdot 3 - 0,223} +$$

$$+ 1000 - 11185 = 52225 \text{ Н};$$

Результат свидетельствует о том, что при одинаковых конструкциях колонн штанг применение ДН дает нам снижение максимальной нагрузки на головку балансира станка-качалки на 21,4 %.

Максимальную нагрузку на колонну штанг в искривленном участке определяем также по (10), считая, что дифференциальный плунжер совершает такие же гармонические колебания, что и головка балансира станка-качалки. В этом случае мы учитываем вес всего столба жидкости, колонны штанг ниже ДН и инерционные нагрузки:

$$P_{max} = 10635 + 14070 + 0,66 \frac{0,032}{0,019} \cdot 0,08 \cdot 16310 \cdot \sqrt{0,811 \cdot 3 - 0,123} +$$

$$+ 1000 - 11185 = 16724 \text{ Н}$$

Без ДН нагрузка на штанги в искривленном участке была бы равна 27909 Н, т.е. на 67% больше.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 3**  
**обязательное**

**КОМПЛЕКТ КОНСТРУКТОРСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА УПСН**  
**С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПЛУНЖЕРОМ**

| № п/п | Кол-во | № док. | Обозначение | Наименование             | Кол. | Примечание |
|-------|--------|--------|-------------|--------------------------|------|------------|
|       |        |        |             | <u>Документация</u>      |      |            |
| *     |        |        | АГ40.000СБ  | Сборочный чертёж         |      | *А4х4      |
|       |        |        |             | <u>Сборочные единицы</u> |      |            |
| А4    | 1      |        | АГ40.100    | Клапан обратный          | 1    |            |
| -     | 2      |        | -01         | Клапан обратный          | 1    |            |
|       |        |        |             | <u>Детали</u>            |      |            |
| А4    | 3      |        | АГ40.001    | Переводник               | 4    |            |
| -     | 4      |        | -01         | Переводник               | 2    |            |
| -     | 5      |        | -02         | Переводник               | 4    |            |
| -     | 6      |        | -03         | Переводник               | 4    |            |
| А4    | 7      |        | АГ40.002    | Муфта                    | 1    |            |
| -     | 8      |        | -01         | Муфта                    | 1    |            |
|       |        |        |             | <u>Комплекты</u>         |      |            |
|       |        |        | АГ40.1000СБ | Муфта устьевая           | 1    |            |
| Б4    | 1      |        | АГ40.10.01  | Гайка                    | 1    |            |
| Б4    | 2      |        | АГ40.10.02  | Корпус                   | 1    |            |
| Б4    | 3      |        | АГ40.10.03  | Патрубок                 | 1    |            |
|       |        |        |             | Материал:                |      |            |
|       |        |        |             | Сталь 40                 |      |            |
|       |        |        |             | Гост 1050-74             |      |            |

№ п/п 2022-02  
 Дата 10.03.2022  
 Исполнитель  
 Проверено  
 И.Контр. УТВ.

|               |             |           |      |
|---------------|-------------|-----------|------|
| И.Контр. УТВ. | Исполнитель | Проверено | Дата |
|               |             |           |      |

**АГ40.000**

**Установка  
штанговая  
насосная**

|      |      |        |
|------|------|--------|
| Лист | Лист | Листов |
|      |      | 1      |

БАШНИПНЕФТЬ

Формат: А4

Копировал: КХЗ

АГЧО.000СБ

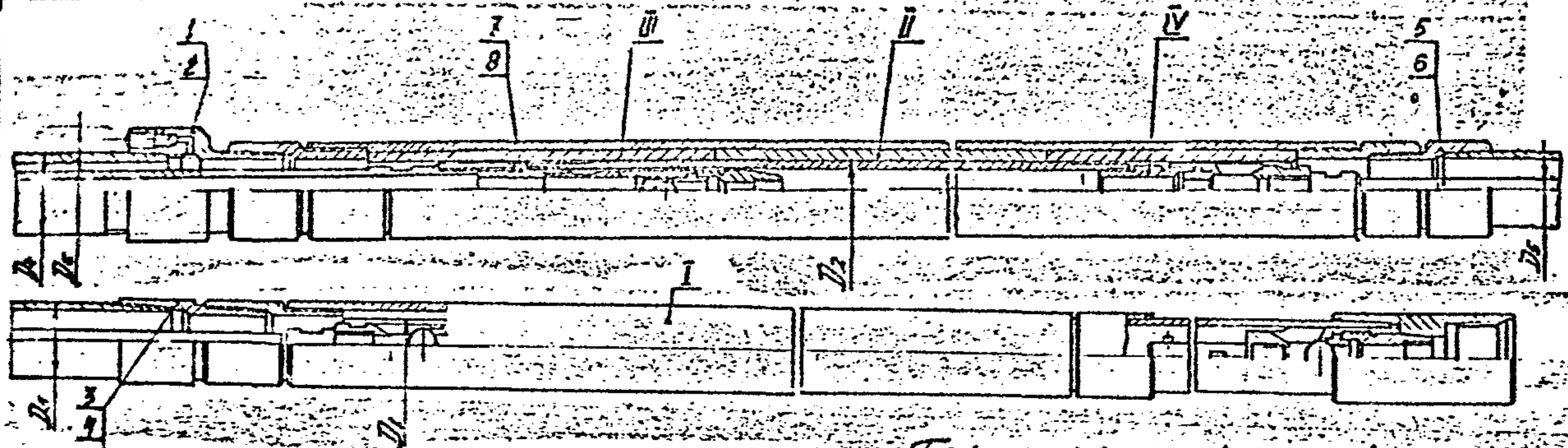


Таблица вариантов компоновки установки

| №<br>п/п | Насос<br>НСН2 | Насос НСН2<br>(модернизиров.)<br>см. тех. треб. | НКТ<br>ГОСТ 633-80 |    | Насосная<br>штанга<br>см. фот. 2 | Шток<br>устья<br>поз. 1 |
|----------|---------------|-------------------------------------------------|--------------------|----|----------------------------------|-------------------------|
|          | Д1            | Д2                                              | Д3                 | Д4 | Д5                               | Д6                      |
| 1        | 28            | 55                                              | 73                 | 73 | 16                               | 33x35                   |
| 2        | 28            | 69                                              | 73                 | 73 | 16                               | 33x35                   |
| 3        | 32            | 55                                              | 73                 | 73 | 16                               | 33x35                   |
| 4        | 32            | 69                                              | 73                 | 89 | 16                               | 33x35                   |
| 5        | 43            | 55                                              | 73                 | 73 | 16                               | 42x35                   |
| 6        | 43            | 68                                              | 73                 | 89 | 16                               | 42x35                   |
| 7        | 55            | 68                                              | 73                 | 89 | 19                               | 42x35                   |

Техническая характеристика

1. Назначение: служит для эксплуатации нефтяных наклонно направленных скважин.

Технические требования

1. Насос НСН2 диаметром Д1 (см. поз. I) монтируется без изменений.
2. Насос НСН2 диаметром Д2 (см. поз. II) монтируется со следующими изменениями: а) верхние (нагнетательные) клапаны заменить нагнетательным клапаном с накопником (см. поз. III) насоса НСВ1.
3. Нижний (нагнетательный) клапан (см. поз. IV) монтируется перевернутым, без шарика.

АГЧО.000СБ.

Установка штан-  
говая-насосная  
сборочный чертеж.

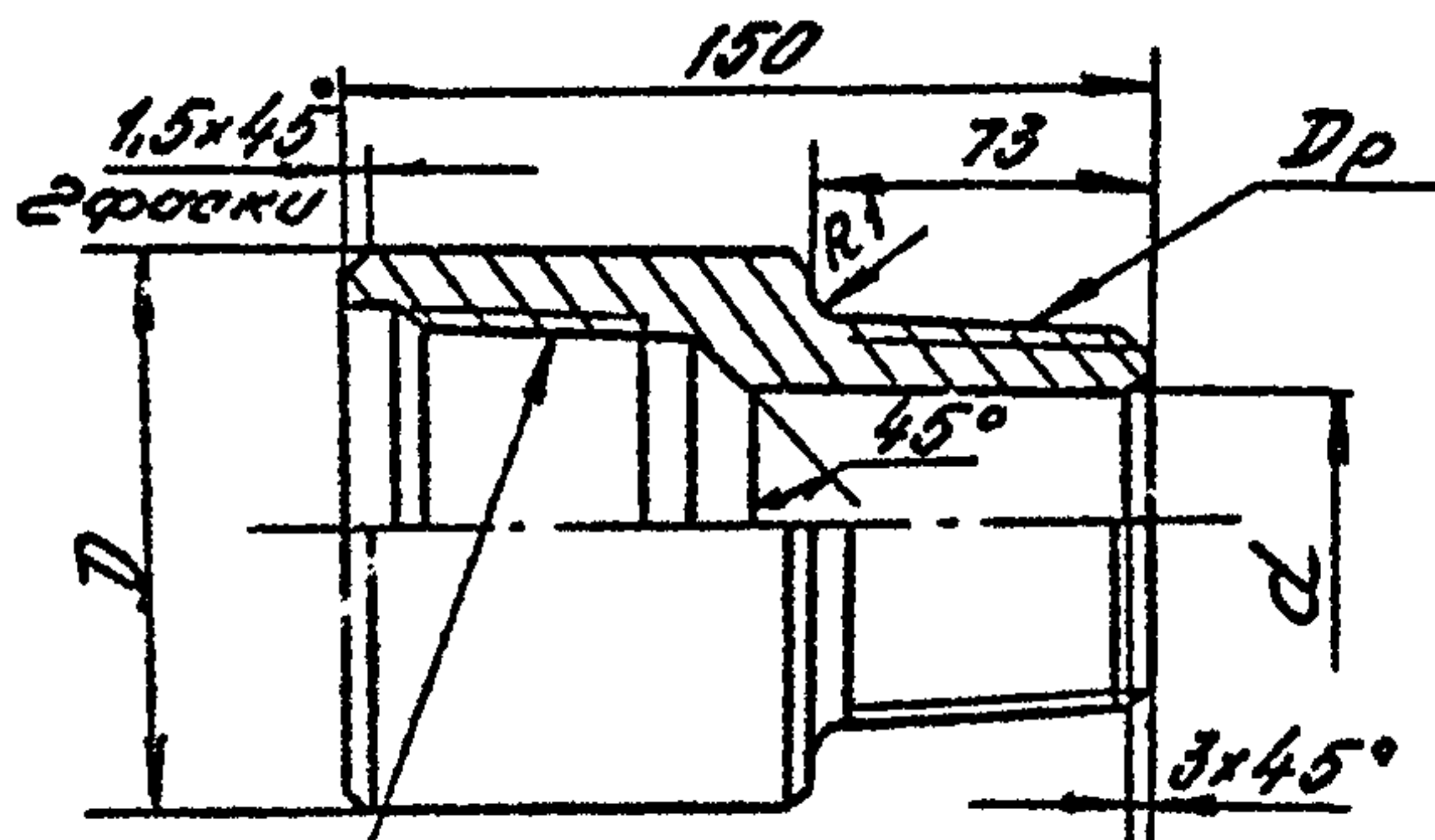
|            |      |    |        |
|------------|------|----|--------|
| №          | лист | из | кол-во |
| 1          | 1    | 1  | 1      |
| Башилинцев |      |    |        |

3820 08  
 1-10.83  
 Подв. и дата  
 10.83



АГ40.001

50



Резьба НК гладких труб 73  
ГОСТ 633-80

| Обозначение | Dr                                       | Dr, мм | d, мм | Условный размер насоса НСН-2 |
|-------------|------------------------------------------|--------|-------|------------------------------|
| АГ40-001    | Резьба НК гладких труб 48<br>ГОСТ 633-80 | 89     | 36    | 28; 32                       |
| -01         | Резьба НК гладких труб 60<br>ГОСТ 633-80 | 89     | 46    | 43                           |
| -02         | Резьба НК гладких труб 73<br>ГОСТ 633-80 | 89     | 58    | 55                           |
| -03         | Резьба НК гладких труб 89<br>ГОСТ 633-80 | 108    | 70    | 68                           |

- НРС 38...46
- Неуказанные предельные отклонения размеров - по Н12; h12; ± IT14/2.

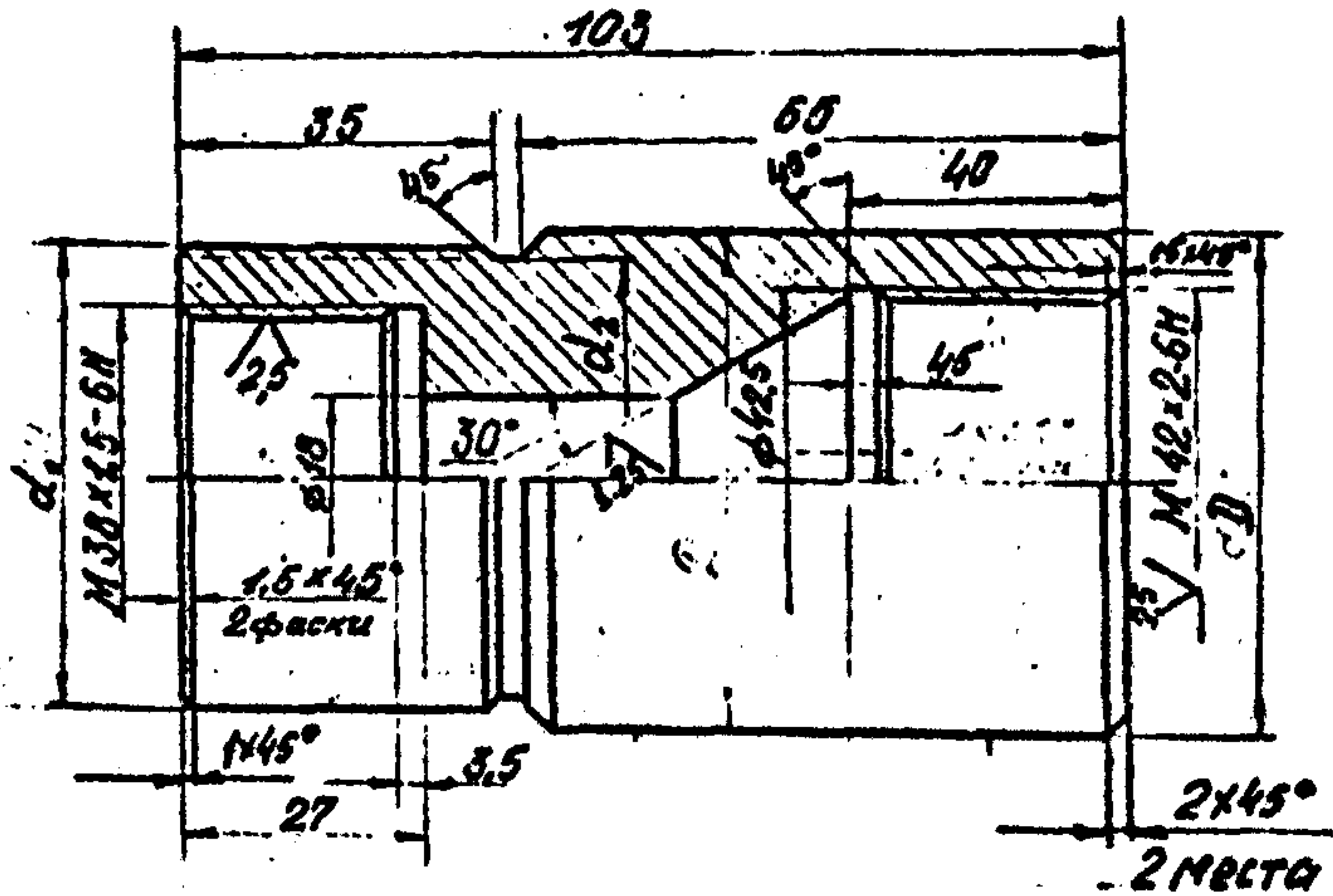
Уч. 459022  
 5522 02  
 10.15.  
 Баш. и Обл. 10.15.  
 Баш. и Обл. 10.15.  
 Баш. и Обл. 10.15.  
 Баш. и Обл. 10.15.

|                          |  |  |  |             |        |         |
|--------------------------|--|--|--|-------------|--------|---------|
| АГ40.001                 |  |  |  | Лист        | Масса  | Масштаб |
| Переводник               |  |  |  |             |        | -       |
| Сталь 45<br>ГОСТ 1050-74 |  |  |  | Лист        | Листов | 1       |
|                          |  |  |  | БАШНИПНЕФТЬ |        |         |



АГ40-002

5.0/√(V)



| Обозначение | Д, мм | $d_1$      | $d_2$ |
|-------------|-------|------------|-------|
| АГ40.002    | 54    | M48x1,5-6g | 45,5  |
| -01         | 66    | M60x1,5-6g | 51,5  |

Неуказанные предельные отклонения размеров - по Н12; h12;  $\pm t_2/2$

Исполн. в датах: 5.12.04 12.13.04

|                           |         |       |      |                   |         |       |
|---------------------------|---------|-------|------|-------------------|---------|-------|
| АГ40.002                  |         |       |      | Исп.              | Провер. | Норм. |
| Муфта.                    |         |       |      |                   |         |       |
| Исп.                      | Провер. | Норм. | Дата | Исполн. / Провер. |         |       |
| Исп.                      | Провер. | Норм. | Дата | Исполн. / Провер. |         |       |
| Сталь 45<br>ГОСТ 1050-74. |         |       |      | БашНИПНЕФТЬ       |         |       |

Копировать

Формат 11

| № п/п | № | Обозначение | Наименование               | кол. | Примечание |
|-------|---|-------------|----------------------------|------|------------|
|       |   |             | <u>Документация</u>        |      |            |
| А3    |   | АГ40.100 СБ | Оборочный чертёж           |      |            |
|       |   | -01 СБ      |                            |      |            |
|       |   |             | <u>Детали</u>              |      |            |
| А4    | 1 | АГ40.101    | Корпус                     | 1    |            |
| А4    | 2 | -01         | Корпус                     | 1    |            |
| А4    | 3 | АГ40.102    | Пробка                     | 1    |            |
| Б1    | 4 | АГ40.103    | Заглушка Ф8-0,1            | 1    |            |
|       |   |             | L = 10 ± 0,2               |      |            |
|       |   |             | от 3 ГОСТ 380-71           |      |            |
|       |   |             | <u>Стандартные изделия</u> |      |            |
|       | 5 |             | Шарик III 9,5 мм.          | 1    |            |
|       |   |             | И ГОСТ 3722-81             |      |            |

№ п/п подл. 1001 и 0201  
 5522-02  
 1001 и 0201  
 1001 и 0201  
 1001 и 0201

|           |         |        |      |
|-----------|---------|--------|------|
| Изм. лист | № докум | Проект | Дата |
| 1001      | 5522-02 | 0983   |      |
| И. Кондр  | Хоткина | Климов | 0983 |
| Утв.      |         |        |      |

АГ40.100 СБ

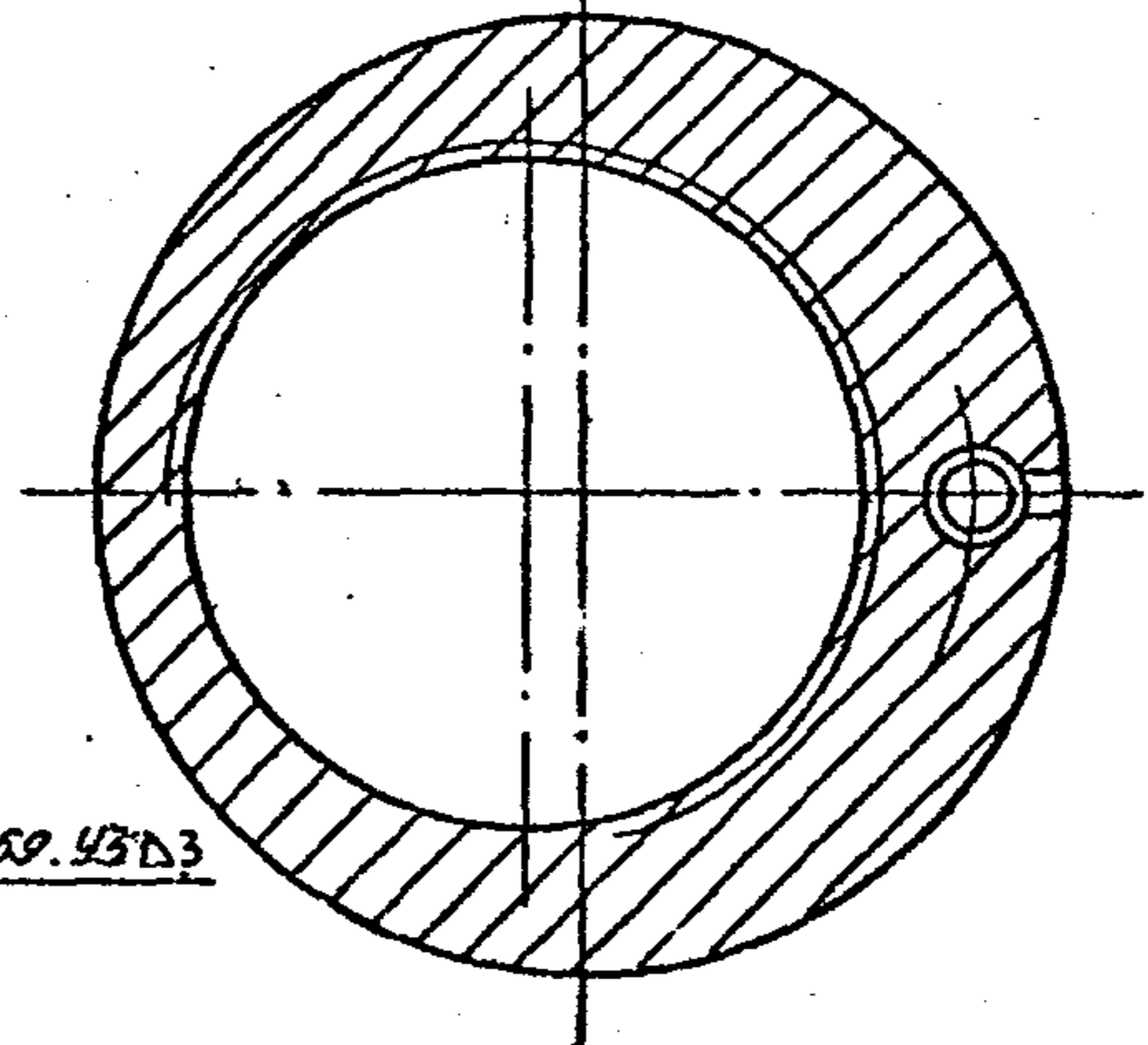
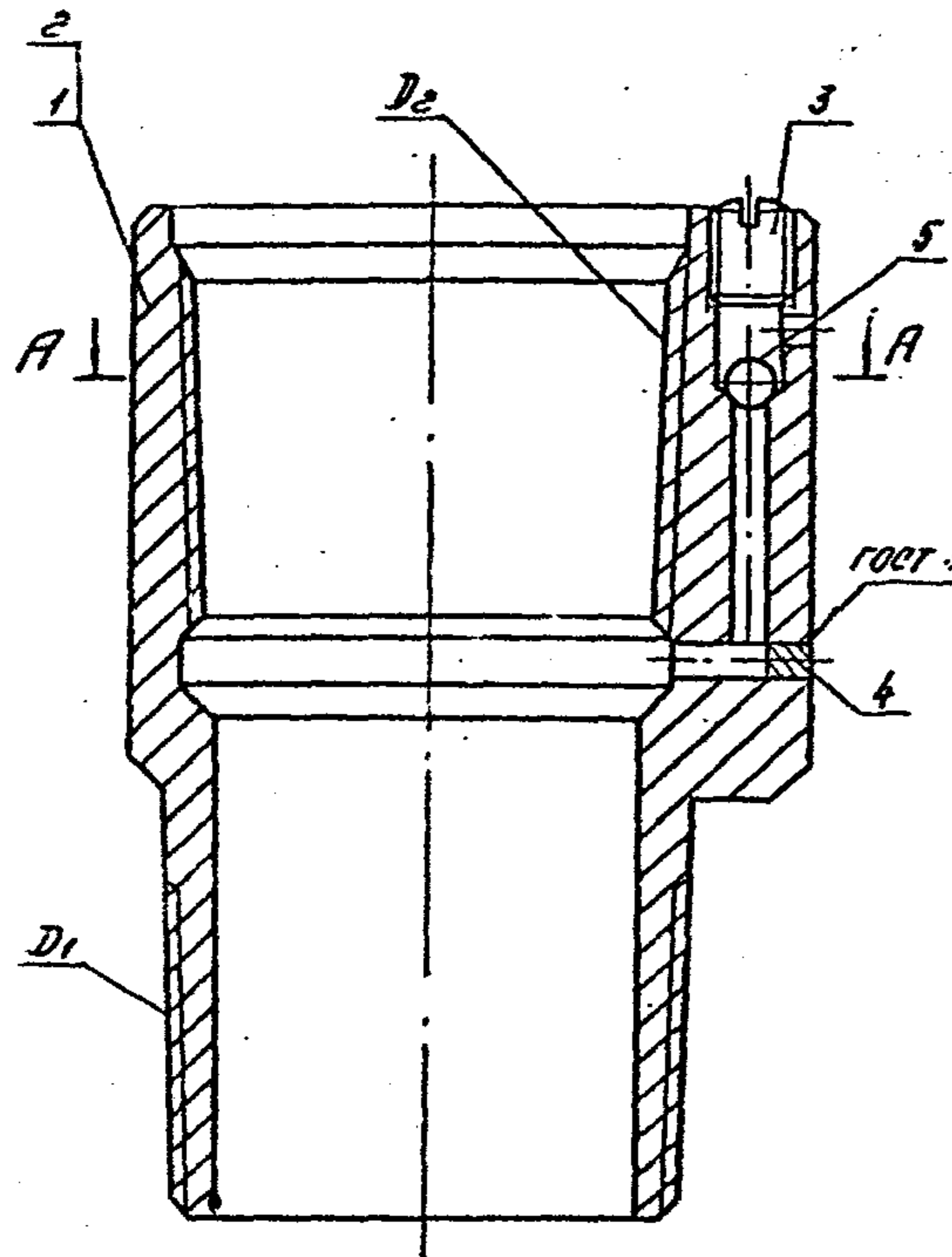
Клапан обратный

|      |      |        |
|------|------|--------|
| Лист | Лист | Листов |
|      |      | 1      |

БАШНИПНЕФТЬ

АГ40.100СБ

A-A



ГОСТ 5254-69.У5Д3

| Обозначение | D1 и D2                                |
|-------------|----------------------------------------|
| АГ40.100    | Резьба НК. гладких труб 73 ГОСТ 633-80 |
| -01         | Резьба НК. гладких труб 89 ГОСТ 633-80 |

Изготовлено в цехе № 100  
 5611 ОК. Канд. - 0131

|         |         |      |      |                   |         |      |
|---------|---------|------|------|-------------------|---------|------|
|         |         |      |      | АГ40.100СБ        |         |      |
| Исполн. | Провер. | Св.  | Лист | Лист              | Масштаб | 1:1  |
| Копия   | Уралов  | Лист | Лист | Лист              | Лист    | Лист |
|         |         |      |      | Клапан обратный   |         |      |
|         |         |      |      | Оборотный чертень |         |      |
|         |         |      |      | БАШНИПНЕФТЬ       |         |      |

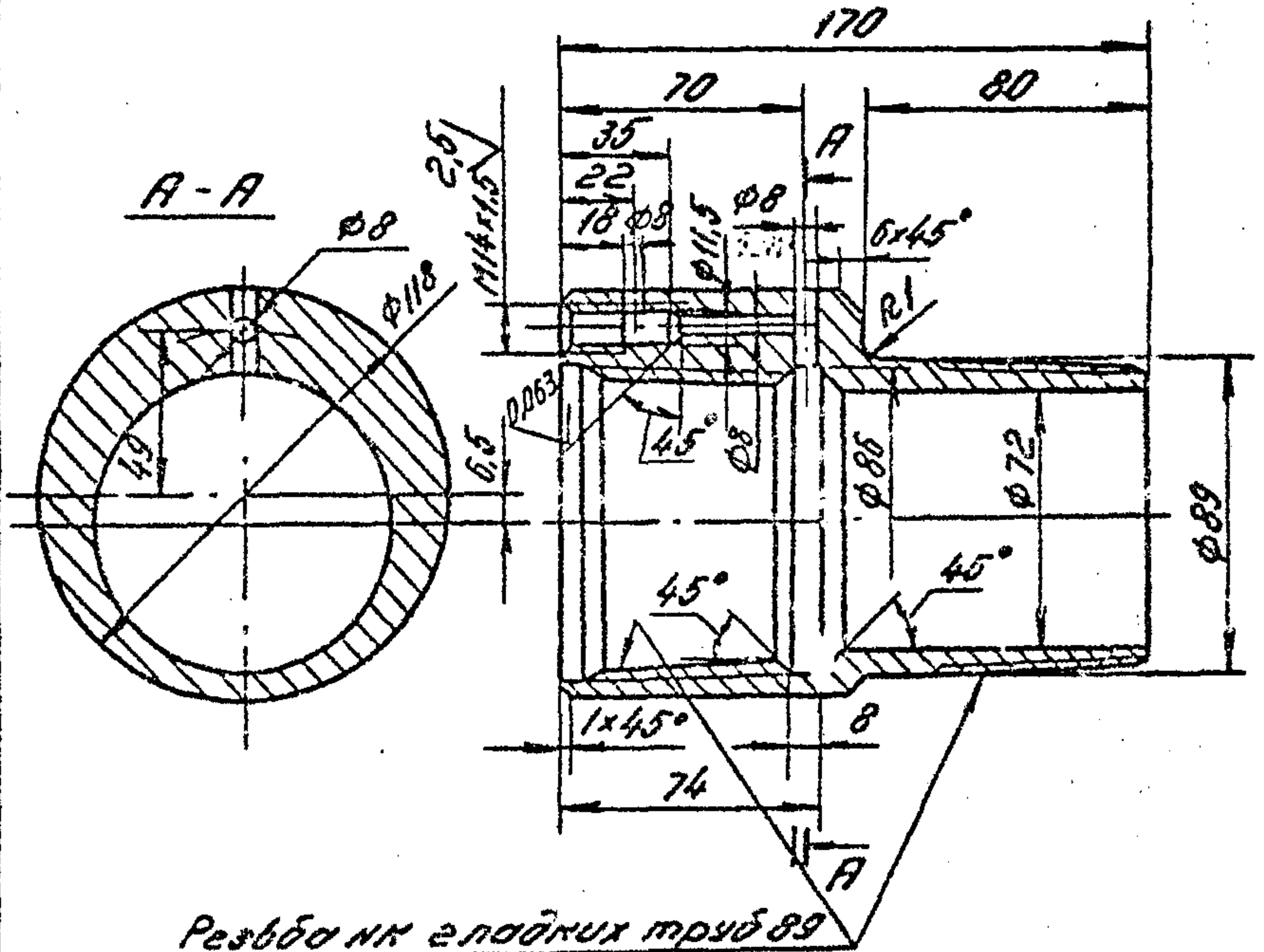
Копия: 573

Лист 12



АГ40.101

5.0 (✓)



Разборка на гладких трубах 89  
ГОСТ 633-80

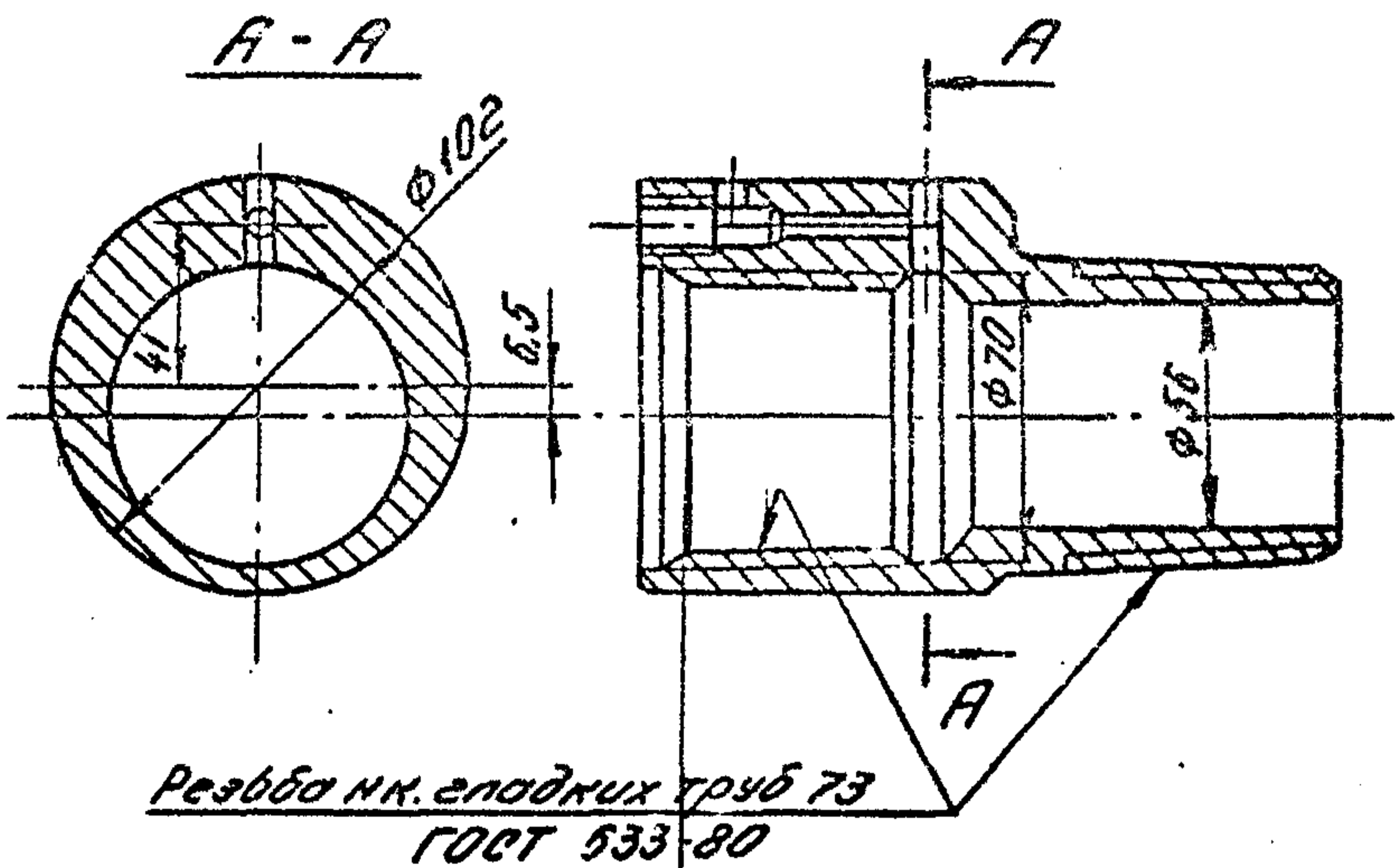
1. НРС 39... 46
2. Неуказанные предельные отклонения размеров - по Н12; h12; ± IT14/2.

5522-02  
 Проект. и дата  
 10.83  
 Проект. и дата  
 10.83  
 Проект. и дата  
 10.83  
 Проект. и дата  
 10.83

|  |  |  |  |                          |  |             |          |
|--|--|--|--|--------------------------|--|-------------|----------|
|  |  |  |  | АГ40.101                 |  |             |          |
|  |  |  |  | Корпус                   |  | Лист        | Масштаб  |
|  |  |  |  | Сталь 45<br>ГОСТ 1050-74 |  | 1:2         | Листов 1 |
|  |  |  |  |                          |  | БАШНИПНЕФТЬ |          |

АГ40.101-01

Остаточное - см АГ40.101



Конт. и ост. 10.11.84  
20.11.84  
5511.02

|              |               |       |      |
|--------------|---------------|-------|------|
| Конт. и ост. | № докум.      | Подп. | Дата |
| 20.11.84     | Воскресенский | В.В.  |      |
| 5511.02      | Иванов        | И.И.  |      |
|              | Петров        | П.П.  |      |

АГ40.101-01

Корпус

Сталь 45  
ГОСТ 1050-74

|             |        |         |
|-------------|--------|---------|
| Лист        | Масса  | Масштаб |
|             |        | 1:2     |
| Лист        | Листов |         |
| БЛШНПИНЕФТЬ |        |         |

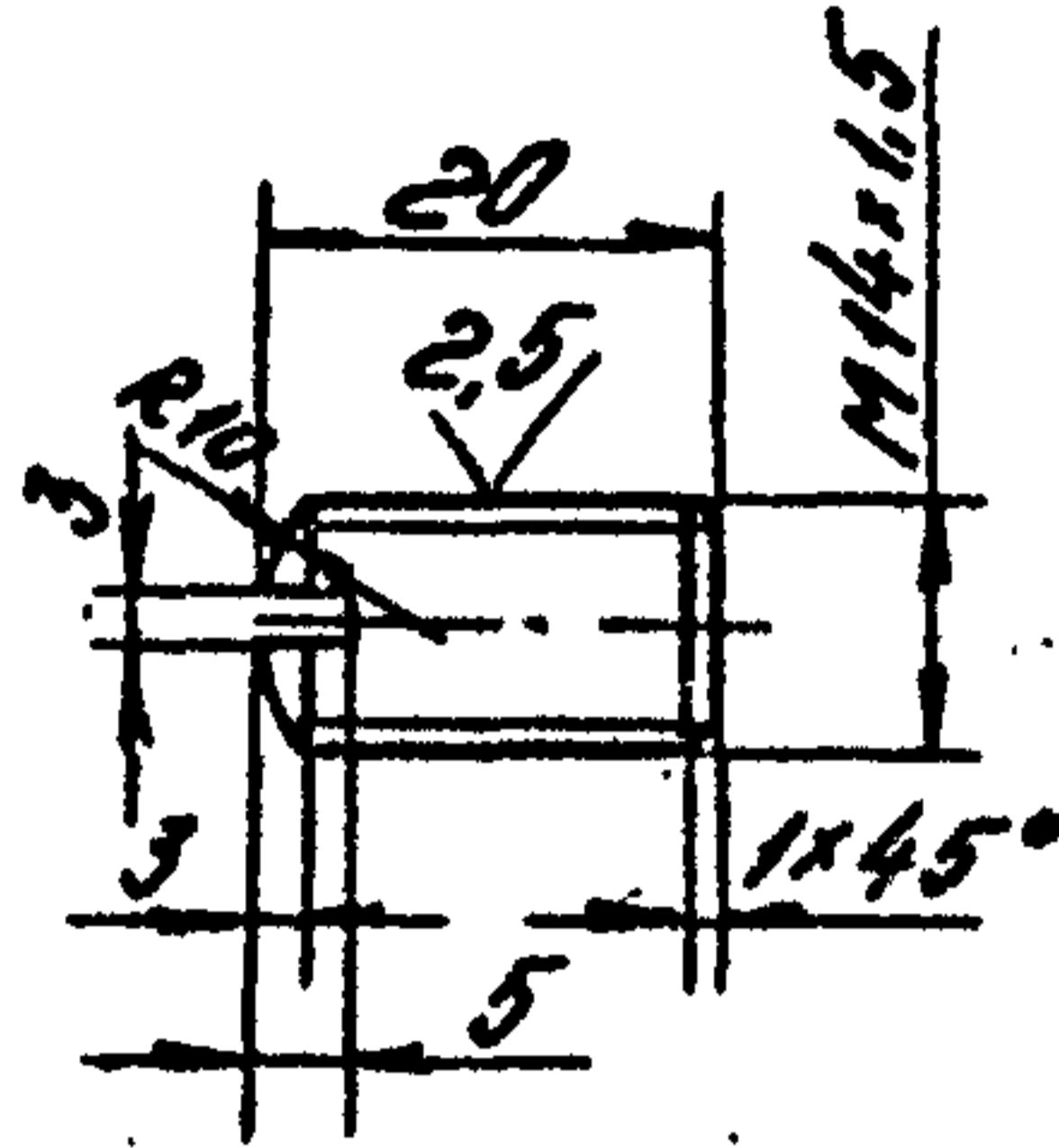
В.В.

20.11.84



АГ 40. 102

√ 0.5 (✓)



Неуказанные предельные отклонения размеров - по ИТ; h 12; ± IT14/2.

Инв. №: 5523.02  
 Подп. и дата: 09.03.83  
 Разр. Весекаев  
 Проб. Ч. Кондр. Уразова  
 Н. Кондр. Уразова

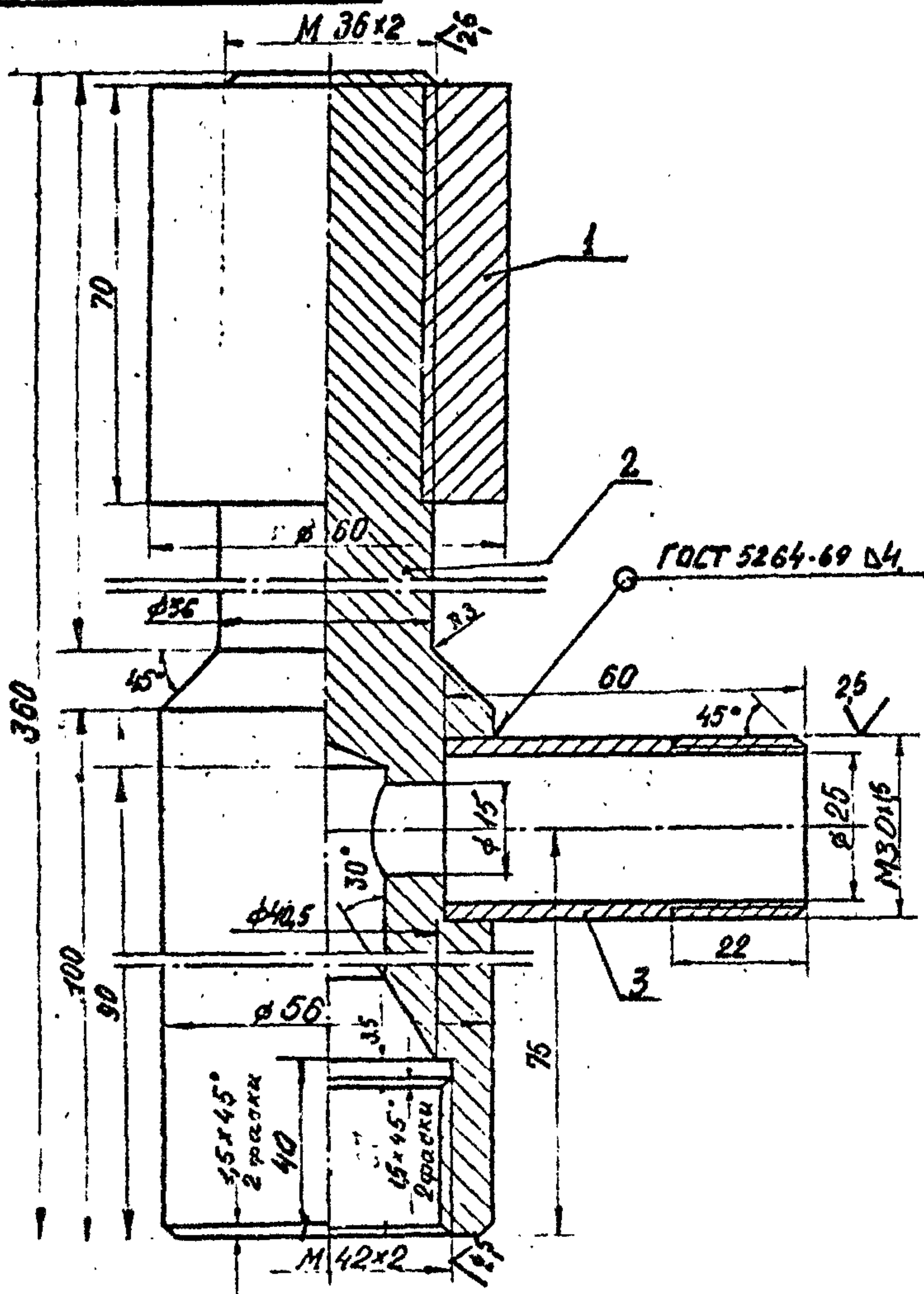
|           |           |           |          |                          |      |             |             |
|-----------|-----------|-----------|----------|--------------------------|------|-------------|-------------|
|           |           |           |          | АГ 40. 102               |      |             |             |
| Изм. лист | № докум   | Подп.     | Дата     | Пробка                   | Лист | Масштаб     | М. черт.об. |
| Разр.     | Весекаев  | Ч. Кондр. | 09.03.83 |                          |      |             | 1:2         |
| Проб.     | Ч. Кондр. | Уразова   |          |                          | Лист | Листов      | 1           |
| Н. Кондр. | Уразова   | К. Кондр. | 09.03.83 | Сталь 40<br>ГОСТ 1050-74 |      | БАШНИПНЕФТЬ |             |

Копировал: Д. 9

сформат: 11

АР40.1000СБ

50/√(√)



21-04 10.931. Дав...  
 Дир. Инст. Подполк. Подполк. Дав...  
 Подполк. Подполк. Дав...

|  |  |  |  |  |  |
|--|--|--|--|--|--|
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

АР40.1000СБ.

Муфта  
цельная  
сборочный чертеж

| Лист        | Листов |
|-------------|--------|
|             |        |
| ДАШНИПНЕФТЬ |        |

Всесоюзный...

Формат II

## СОДЕРЖАНИЕ

|                                                                                                           | Стр. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ . . . . .                                                                              | 3    |
| 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ<br>ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА . . . . .             | 5    |
| 3. ВЫБОР СИВАЛИНЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА . . . . .                                                    | 5    |
| 4. СХЕМЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МОНТАЖА И<br>ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ . . . . .                  | 6    |
| 5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС . . . . .                                                                      | 6    |
| 6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ . . . . .                                                                      | 9    |
| 7. ВОЗМОЖНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОТ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ<br>ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ . . . . .   | 9    |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ . . . . .                                                                | 10   |
| ПРИЛОЖЕНИЕ I                                                                                              |      |
| обязательное - Схемы штанговых окважинных насосных<br>установок . . . . .                                 | 11   |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 2                                                                                              |      |
| рекомендуемое - Методика расчета параметров УСН с<br>дифференциальным плунжером . . . . .                 | 13   |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 2а                                                                                             |      |
| справочное - Пример расчета . . . . .                                                                     | 20   |
| ПРИЛОЖЕНИЕ 3                                                                                              |      |
| - обязательное - Комплект конструкторской документаци-<br>и на УСН с дифференциальным плунжером . . . . . | 23   |

Ответственный за выпуск Архангельская А.А.

Редакторы Хураваева А.Г., Морозова Л.В.

001486

Ваназ № 430

Тираж 200 экз.

450077, Уфа, ул. Ленина, 86. Башиницефть, группа множительных машин.