

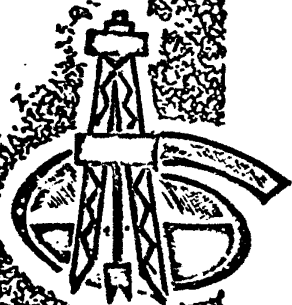
Министерство нефтяной промышленности  
Производственное ордена Ленина и  
ордена Трудового Красного Знамени  
объединение Башнефть

Башкирский государственный  
научно-исследовательский и проектный  
институт нефтяной промышленности

# БАШ НЕФТЬ ИШ

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

РД 39-I-1049-84



Усра. 1984

Министерство нефтяной промышленности

СОГЛАСОВАНО

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

*В.И. Давыдов*  
В.И. Давыдов

157024

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического  
управления Нефтепром

*С.Н. Бадиков*  
С.Н. Бадиков

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ГЛУБСКИХ  
ИСКРИБЛЕННЫХ СКВАЖИН ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКОЙ  
С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПУЛЬВЕРОМ

РА 39-1-1049-84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН

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

Директор, канд. техн. наук

*Н.Ф. Кагарманов*

Н.Ф. Кагарманов

Ответственные исполнители:  
от инженера, руководителя темы

*К.Р. Уразаков*

К.Р. Уразаков

Инженер

*В.З. Минликаев*

В.З. Минликаев

Инженер

*Р.З. Ахмедович*

Р.З. Ахмедович

С о м о п о л н и т е л ь :

Нач. ЦНГ № 3 НГДУ Уфанефть

*Р.Х. Минзиков*

Р.Х. Минзиков

Продолжение титульного  
листа РД 39-

СОГЛАСОВАНО:

Директор ЕННИ

Начальник производственного  
отдела добычи нефти и газа  
объединения Башнефть



Г. Г. Вахитов



У. З. Рахметдинов

Председатель областного  
комитета профсоюза  
рабочих нефтяной и газовой  
промышленности



Г. Г. Ахмедов

УДК 622.276.53

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

Технология применяется при эксплуатации глубоких наклонно направленных скважин.

А в т о р ы : К.Р.Уразов, В.З.Миндикеев, Р.З.Ахмадишин,  
(Башнипнефть)  
Р.Х.Кинзикеев (НГДУ Уфинефть).

РУКОВОДСТВО 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

приказ вводится 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.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. В наклонно направленных и искривленных скважинах  
опасность искривления ствола скважины более 2,5° 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 ослаблений 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 эллевой силы трения, вызываемой натяжением штанговой колонны под действием веса откачиваемой продукции.

В качестве отсекаателя 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 упрощенияopusko-монтажных работ малая ступень дифференциальной плунжерной пары может быть выполнена в виде колонны подых 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 БН 19, БН 25 по ГОСТ 13877-80.

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

2.5. Малая ступень дифференциальной плунжерной пары выполнена в виде колонны полых штанг БН-42х3,5, (выпускаемых заводом им.Сардарова Азербайджанской АССР).

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

2.7. Обвязка устьевой 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 выбирается скважина производительность от 0,5 до 60 м<sup>3</sup>/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 и 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 осевым 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 кризиса в паре штанговая колонная - насосная труба 7. При этом уровень жидкости в затрубном пространстве 9 снижается. Обратный клапан 3 позволяет перепутить 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 1) 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 полей штанг с обратным клапаном;

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

Наиболее рациональным является применение компоновок 3а и 3б.

Компоновки 2б и 3б следует применять в том случае, если глубина расположения искривленного участка не превышает максимально возможную глубину спуска дифференциального плунжера. При использовании данных компоновок столб жидкости не отскакивает, 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 недропромышленности", утвержденных Госгортехнадзором СССР ЗИ.СИ.74.

## 7. ВОЗМОЖНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОТ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ 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., Валеев М.Д. Совершенствование эксплуатации наклонных и обводнившихся скважин. - Нефтяное хозяйство, М., 1980, № I, с. 32-35.
2. Новое в развитии техники и технологии механизированных способов добычи нефти. - Обзор зарубежной литературы. Серия добыча, М.; ВНИИОЗНГ, 1974, - 42 с.
3. Николаев Г.И., Уразаков К.Р. Оптимизация профиля наклонной скважины для штангового глубиннонасосного способа добычи нефти. - ВНИИОЗНГ, 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, № 1476495; Опубл. в Б.И. 1982, № II.
5. Разработка технологических мероприятий для повышения эффективности эксплуатации скважин производственного объединения Башнефть: отчет/Башнипинефть; Рук. темы О.Г. Гафуров. 2578, инв. № Б717167, уфэ, 1978, - 151 с.,
6. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. - М.; Недра, 1979, - 213 с.

СХЕМА ШТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

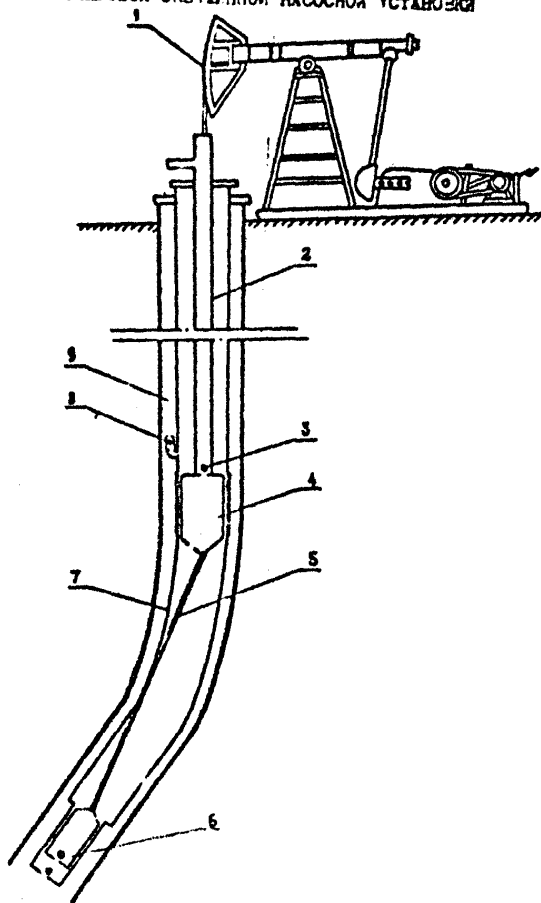


Рис. 1

## Продолжение приложения I

Технологические схемы компоновок  
оборудования для добычи нефти из глубоких покрываемых  
окладьях

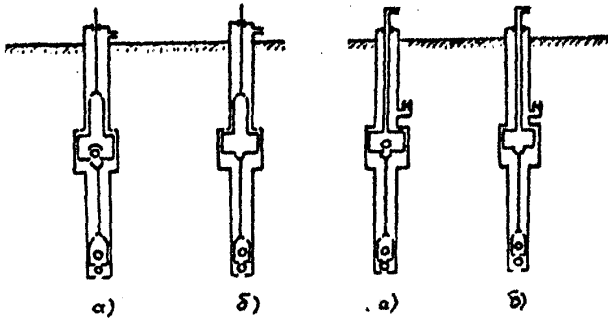


Рис. 2

Рис. 3

ПРИЛОЖЕНИЕ 2  
рекомендуемое

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСИЛ С  
ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПЛУНЖЕРОМ

Для определения интервала возможной установки дифференциального плунжера (рис.1) и расчета нагрузок на головку балансира станка-качалки необходимы следующие данные:

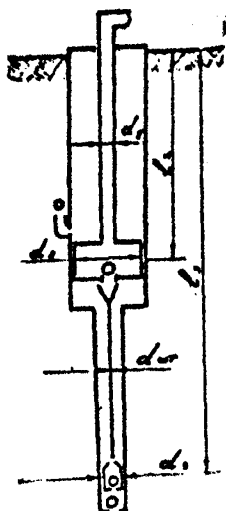


Рис.1

1. Глубина подвески основного насоса  $l_3$ , м;
2. Диаметр основного насоса,  $d_3$ , м;
3. Диаметр среднего насоса,  $d_2$ , м;
4. Диаметр верхнего насоса или внутренний диаметр полых штанг,  $d_1$ , м;
5. Доли штанг с диаметрами 0,016; 0,019; 0,022; 0,025 и колонне штанг ниже дифференциального плунжера соответственно:  $\delta_{16H}$ ,  $\delta_{19H}$ ,  $\delta_{22H}$ ,  $\delta_{25H}$ ;
6. Вес погонного метра штанг в воздухе с диаметрами 0,016; 0,019; 0,022; 0,025 м и полых штанг соответственно,  $\gamma_{16}$ ,  $\gamma_{19}$ ,  $\gamma_{22}$ ,  $\gamma_{25}$ ,  $\gamma_{л}$ , 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 сечений тел штанг с диаметрами 0,016; 0,019  
0,022; 0,025 м и полых штанг соответственно  $f_{16}$ ,  $f_{19}$ ,  
 $f_{22}$ ,  $f_{25}$ ,  $f_n$ , м<sup>2</sup>
10. Внутренний диаметр насосно-компрессорных труб,  $D$ , м;
11. Площадь сечения тела насосно-компрессорных труб,  
 $f_{тр}$ , м<sup>2</sup>;
12. Число качаний станка-качалки,  $n$ , с<sup>-1</sup>;
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<sup>3</sup>;
17. Коэффициент сжимаемости откачиваемой жидкости,  
 $\beta_{ж}$ , Па<sup>-1</sup>;
18. Давление насыщения жидкости,  $P_n$ , Па;
19. Коэффициент запаса,  $K$ ;
20. Расстояние от устья скважины до нижнего конца пер-  
вого искривленного участка,  $h_{и1}$ , м (рис.2)
21. Расстояние от устья скважины до нижнего конца второ-  
го искривленного участка,  $h_{и2}$ , м (рис.2)

1. Интервал возможной установки дифференциального насоса (ДН) лежит между устьем скважины и основным насосом. Максимальная (минимальная) глубина установки ДН определяется равнове-  
сием сил, способствующей движению плунжера ДН вниз и являющей-  
ся 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:

$$l_2 = \frac{0,785(d_2^2 - d_1^2)(P_0 - P_3) + 25000(d_1 + d_2) - l_1 \frac{\gamma_{жн}}{K}}{\frac{\gamma_n}{K} - \frac{\gamma_{жж}}{K} - 0,785(d_2^2 - d_1^2) \rho_{жж}} \quad (15)$$



СХЕМА ШТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

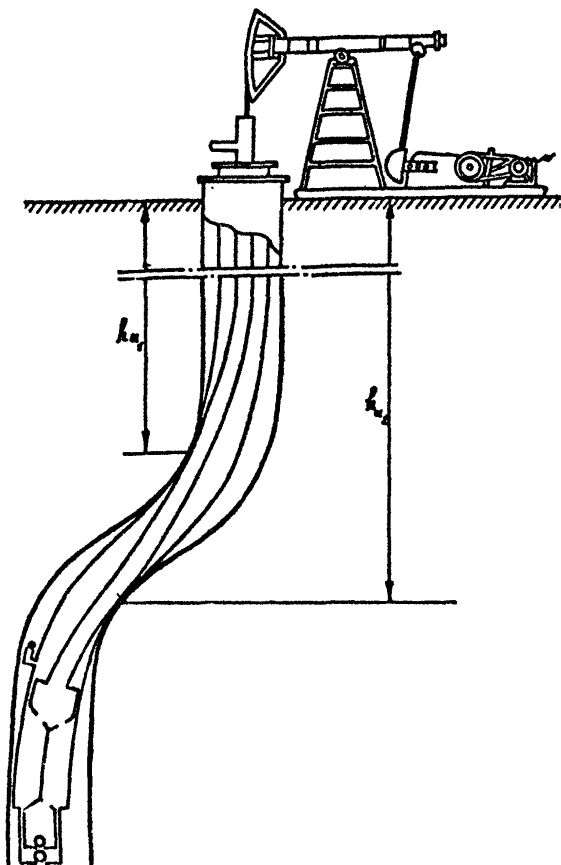


Рис. 2

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

$$\gamma_{жк} = \gamma_{25ж} \epsilon_{25н} + \gamma_{12ж} \epsilon_{22н} + \gamma_{19ж} \epsilon_{19н} + \gamma_{16ж} \epsilon_{16н}, \quad (2)$$

Возможны четыре варианта соотношения сил  $P_c$  и  $P_n$  при  $\ell_2 = 0$ , ( $P_{c0}$  и  $P_{n0}$ ), определяющего интервал возможной установки ДН:

а)  $P_{c0} > P_{n0}$ ,  $\ell_2 > 0$ ; интервалом возможной установки ]0,  $\ell_2$ [ (если  $\ell_2 > \ell_3$ , то ]0,  $\ell_3$ [ (рис.3а);

б)  $P_{c0} < P_{n0}$ ,  $\ell_2 > 0$ ; ] $\ell_2$ ,  $\ell_3$ [ (если  $\ell_2 > \ell_3$ , то ДН установить невозможно), (рис.3б);

в)  $P_{c0} > P_{n0}$ ,  $\ell_2 < 0$ ; ]0,  $\ell_3$ [ (рис.3в);

г)  $P_{c0} < P_{n0}$ ,  $\ell_2 < 0$ ; ДН установить невозможно (рис.3г)

Силу  $P_{c0}$  определяем по формуле (3), Н:

$$P_{c0} = \gamma_{жк} \ell_3 \quad (3)$$

Силу  $P_{n0}$  - по формуле (4), Н:

$$P_{n0} = \kappa \left[ (P_0 - P_3)(d_2^2 - d_4^2) + 25000(d_2^2 + d_4^2) \right] \quad (4)$$

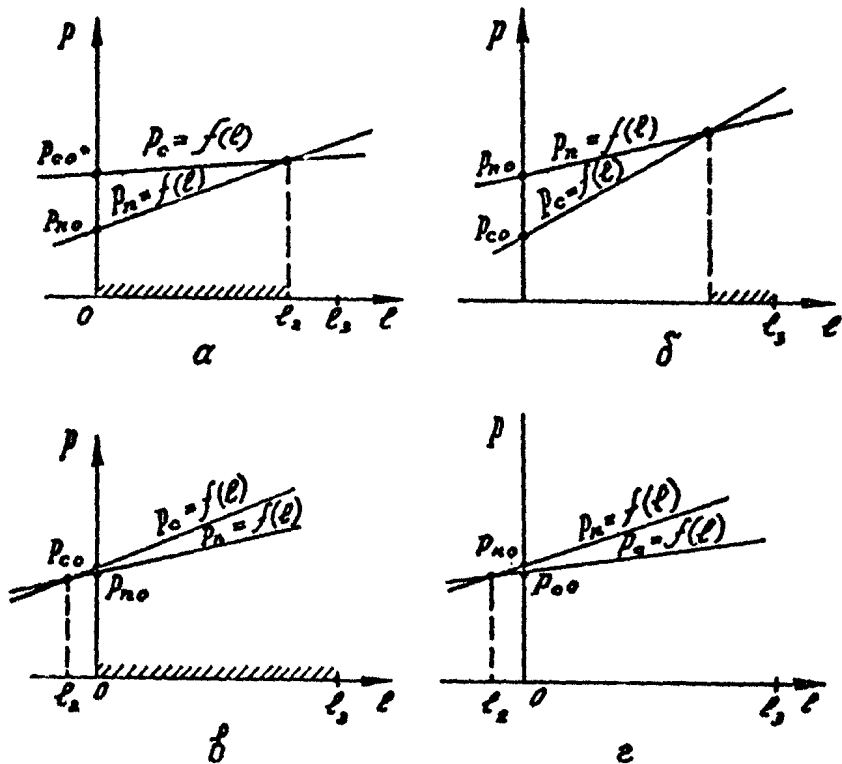
При использовании формул (I) и (4) необходимо принимать  $P_3 = 10^5$  Па при замене верхнего плунжера полыми штангами.

2. При применении ДН с установленными в его плунжере обратным клапаном происходит разгрузка штанг и голожки 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 РН

Рис. 3

Давление в конце хода вверх, Па :

$$P_2 = P_1 - \frac{(d_2^2 - d_3^2) \cdot S_0}{(L_3 - L_2) (D^2 - d_w^2) \beta_{\text{ж}}} \quad (6)$$

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

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

Формула для определения величины разгрузки штанг в Н ниже ДН

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

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

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

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

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

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

$$P_{\text{max}} = P'_{\text{ж}} + P'_w + 0,66 \frac{d_3}{d_w} \pi P_w \sqrt{4 S_0 \cdot \lambda_w + 1000} \cdot F_{\text{шд}} \quad (10)$$

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

$$P'_{\text{ж}} = \frac{\pi}{4} \rho_{\text{ж}} g L_1 d_1^2 \quad (11)$$

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

$$P'_w = (L_3 - L_2) \gamma_{\text{жж}} + L_2 \gamma_{\text{ж}} \quad (12)$$

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

$$P_w = (l_1 - l_2) (\gamma_{10} \epsilon_{10H} + \gamma_{19} \epsilon_{19H} + \gamma_{22} \epsilon_{22H} + \gamma_{25} \epsilon_{25H}) \cdot l_1 \chi_n \quad (13)$$

$d_w$  - диаметр штанг, м;

$$\lambda_w = \frac{P_w' l_3}{E f_w} \quad (14)$$

$f_w$  - площадь сечения тела штанг, м<sup>2</sup>. Для ступенчатой колонны вместо  $f_w$  подставляем  $f_w \text{ ср.}$ , м<sup>2</sup>

$$f_w \text{ ср.} = \frac{1}{\left(\frac{l_1 - l_2}{l_3}\right) \left(\frac{\epsilon_{10H}}{f_{10}} + \frac{\epsilon_{19H}}{f_{19}} + \frac{\epsilon_{22H}}{f_{22}} + \frac{\epsilon_{25H}}{f_{25}}\right) + \frac{l_2}{l_3 f_n}}, \quad (15)$$

$$\chi = \frac{f_w \text{ ср.}}{f_w + f_w \text{ ср.}} \quad (16)$$

Кроме того, в формуле (5) для ступенчатой колонны штанг необходимо вместо  $d_w$  подставить  $d_w \text{ ср.}$ , и

$$d_w \text{ ср.} = \sqrt{\frac{4}{\pi} f_w \text{ ср.}} \quad (17)$$

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

## ПРИМЕР РАСЧЕТА

Известно:

|                                          |                                             |
|------------------------------------------|---------------------------------------------|
| $l_s = 1500 \text{ м};$                  | $D = 6,2 \cdot 10^{-2} \text{ м};$          |
| $d_s = 0,032 \text{ м};$                 | $f_{sp} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$   |
| $d_e = 0,056 \text{ м};$                 | $\delta_o = 3 \text{ м};$                   |
| $d_r = 0,035 \text{ м};$                 | $n = 0,08 \text{ с}^{-1};$                  |
| $\epsilon_{гнв} = 1;$                    | $P_{\theta} = 5 \cdot 10^5 \text{ Па};$     |
| $\gamma_{11} = 23,3 \text{ Н};$          | $P_3 = 10^6 \text{ Па};$                    |
| $\gamma_{12} = 20,1 \text{ Н}$           | $\rho_{ж} = 900 \text{ кг/м}^3;$            |
| $\gamma_n = 40 \text{ м};$               | $\beta_{ж} = 15 \cdot 10^{-10} \text{ Па};$ |
| $E = 2,1 \cdot 10^{11} \text{ Па}$       | $P_n = 6 \cdot 10^6 \text{ Па};$            |
| $f_{11} = 2,8 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ | $f_{12} = 800 \text{ м};$                   |
| $f_n = 4,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2;$   | $K = 1,2$                                   |

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

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

$$= - 6660 \text{ м};$$

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

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

Определяем величину силы препятствующей этому движению при  $\epsilon = 0$  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 б) ] 0, 1500 [

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

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):

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$+ 1000 - 11185 = 52225 \text{ Н};$$

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:

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

$$+ 1000 - 11185 = 16724 \text{ Н}$$

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 ПЛУМЖЕРОМ**

| №  | Обозначение     | Наименование             | Кол | Примечание |
|----|-----------------|--------------------------|-----|------------|
|    |                 | <u>Документация</u>      |     |            |
|    | АГ 40. 000 СБ   | Оборочный чертёж         |     | № А 4x4    |
|    |                 | <u>Оборочные единицы</u> |     |            |
| АА | 1 АГ 40. 100    | Клапан обратный          | 1   |            |
| -  | 2 -01           | Клапан обратный          | 1   |            |
|    |                 | <u>Детали</u>            |     |            |
| АА | 3 АГ 40. 001    | Переводник               | 4   |            |
| -  | 4 -01           | Переводник               | 2   |            |
| -  | 5 -02           | Переводник               | 4   |            |
| -  | 6 -03           | Переводник               | 4   |            |
| АА | 7 АГ 40. 002    | Муфта                    | 1   |            |
| -  | 8 -01           | Муфта                    | 1   |            |
|    |                 | <u>Комплекты</u>         |     |            |
|    | АГ 40. 1000 СБ  | Муфта цетьевая           | 1   |            |
| БХ | 1 АГ 40. 10. 01 | Гайка                    | 1   |            |
| БХ | 2 АГ 40. 10. 02 | Корпус                   | 1   |            |
| БХ | 3 АГ 40. 10. 03 | Патрубок                 | 1   |            |
|    |                 | Материал:                |     |            |
|    |                 | Сталь 40                 |     |            |
|    |                 | Гост 1050-74             |     |            |

№ докум. 65-02  
 дата докум. 1981 г.  
 № докум. 65-02  
 дата докум. 1981 г.

| № докум.  | № докум.  | Подп. | Дата |
|-----------|-----------|-------|------|
| 65-02     | 65-02     |       | 1981 |
| И. Компр. | И. Компр. |       |      |
| И. М. В.  | И. М. В.  |       |      |

АГ 40. 000

Установка  
 штанговая  
 насосная

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

БАШНИПНЕФТЬ

направлен: БРЗ

формат: И

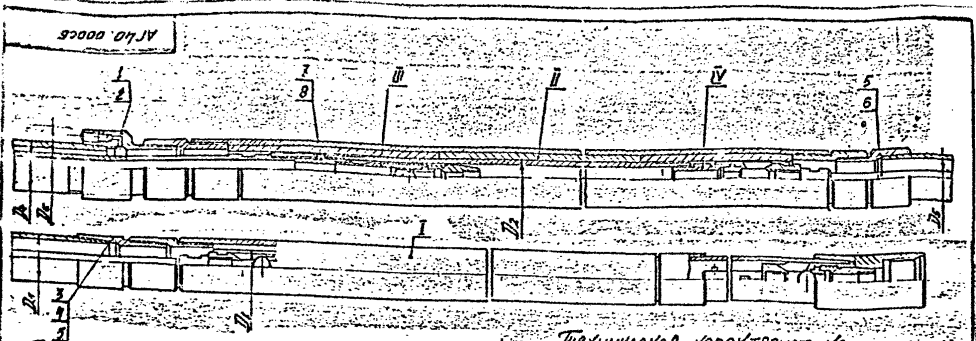


Таблица вариантов компоновки установки

| №<br>п/п | Насос НСН2 | Насос НСН2<br>(модифициров.)<br>см. тех. треб. | НКТ<br>ГОСТ 633-80 |    | Насосная<br>штанга<br>смуфта | Штанг<br>уставка<br>пальев |
|----------|------------|------------------------------------------------|--------------------|----|------------------------------|----------------------------|
|          | Д1         | Д2                                             | Д3                 | Д4 | Д5                           | Д6                         |
| 1        | 28         | 55                                             | 73                 | 73 | 16                           | 35x35                      |
| 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 с насосной

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) верхний (нагнетательный) клапан заменить нагнетательным клапаном с коническим (см. поз. III) насоса НСВЛ.
3. Нижний (подъемный) клапан (см. поз. IV) монтируется перевернутым, без шарика.

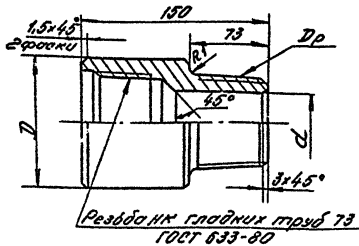
АГ 40.00056.

|                |         |         |      |      |          |                                                         |   |        |   |
|----------------|---------|---------|------|------|----------|---------------------------------------------------------|---|--------|---|
| №              | Исполн. | Провер. | Дата | Лист | Из всего | Установка штанг-<br>голов-насосная<br>сборочный чертеж. | № | Листов | № |
| 1              |         |         |      |      |          |                                                         |   |        |   |
| Башкирнефтегаз |         |         |      |      |          |                                                         |   |        |   |

1982 г. 11 мес. 10 д. 1982 г. 11 мес. 10 д. 1982 г. 11 мес. 10 д.

АГ40.001

50



| Обозначение | Dp                                       | D, мм | d, мм | Условный размер насоса ИСН-2 |
|-------------|------------------------------------------|-------|-------|------------------------------|
| АГ40-001    | Резьба НК гладких труб 73<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                           |

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

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

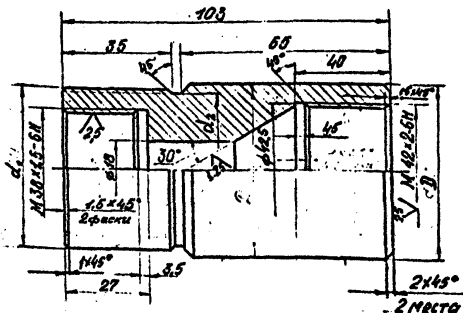
Копировал: 62

Формат: П

П-1...  
55-02  
12.01.11

АГ40-002

50/12



| Обозначение | Длн | $d_1$      | $d_2$ |
|-------------|-----|------------|-------|
| АГ40.002    | 54  | М48×1,5-6г | 45,5  |
| -01         | 68  | М60×1,5-6г | 57,5  |

Неуказанные предельные отклонения размеров - по Н12; h12; ± t<sub>2</sub>/2

АГ40.002

Муфта.

Сталь 45  
ГОСТ 1050-74.

БашНИПИнефть

Копировать

900мм II

Исполн. и дата  
35-04 11.03.74

| №  | Кол-во | Обозначение | Наименование                | Кол-во | Примечание |
|----|--------|-------------|-----------------------------|--------|------------|
|    |        |             | <u>Документация</u>         |        |            |
| РЗ |        | 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 $\varnothing 9,5$ мм. | 1      |            |
|    |        |             | и ГОСТ 3722-81              |        |            |

Масштаб 1:1  
 № докум. 55-02  
 Дата 10.11.81

|         |          |      |      |
|---------|----------|------|------|
| Исполн. | № докум. | Лист | Дата |
| Прозв.  | 55-02    | 0988 |      |
| Исполн. | Каткина  | Лист | 0988 |
| Исполн. |          |      |      |

АГ40.100-01

Клапан обратный

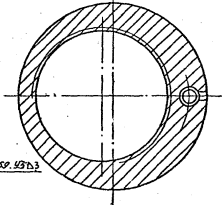
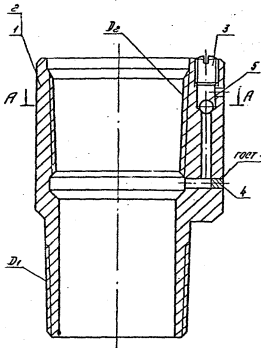
|              |      |        |
|--------------|------|--------|
| Лист         | Лист | Листов |
|              |      | 9      |
| БАШНИГПНЕФТЬ |      |        |

Копировал БЗ

Формат: И

22001 04 У

A-A



ГОСТ 5264-69. У3 Д3

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

|               |             |        |      | АГ40. 100 С6     |      |        |
|---------------|-------------|--------|------|------------------|------|--------|
| Рис. 1        | № докум.    | Лист   | Знак | Классификация    | Лист | Кол-во |
| Разработчик   | Проверенный | Сделан | Экз. |                  | 1:1  |        |
| Классификация | Сделан      |        |      | Оборотный чертёж | Лист | Кол-во |
| Исполнитель   | Проверенный | Сделан | Экз. | БАШНИН ПИИИ ФТБ  |      |        |

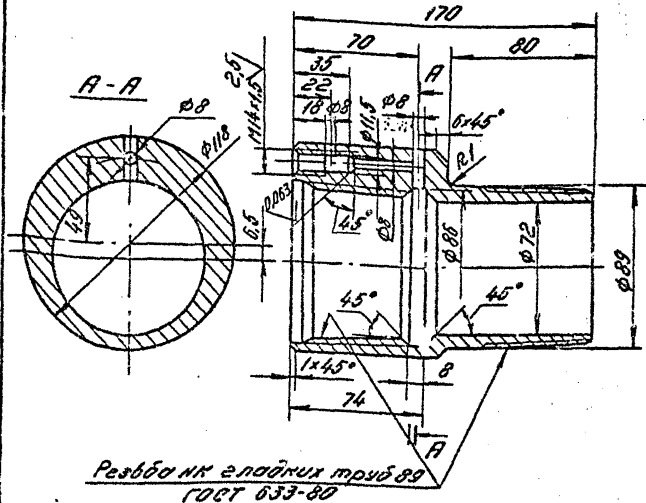
Госстандарт: Б7.3

Копия 12

1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22. 23. 24. 25. 26. 27. 28. 29. 30. 31. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100.

АГ 40. 101

50 (✓)



1. Нес. Лодн. и сопн. Взомлкнк Инв. Попр. Лодн. и сопн.  
 65-10-02

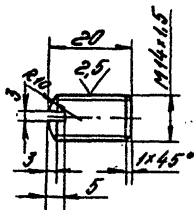
1. НРС 39... 46
2. Неуказанные предельные отклонения размеров - по Н12; h12; ± 2IT14/2.

|  |  |  |  |                          |  |  |
|--|--|--|--|--------------------------|--|--|
|  |  |  |  | АГ 40. 101               |  |  |
|  |  |  |  | Корпус                   |  |  |
|  |  |  |  | Мат. Массо Изготов       |  |  |
|  |  |  |  | 1:2                      |  |  |
|  |  |  |  | Мат. листов              |  |  |
|  |  |  |  | БашниПИНЕФТЬ             |  |  |
|  |  |  |  | Сталь 45<br>ГОСТ 1050-74 |  |  |





АГ 40. 102



Неуказанные предельные отклонения  
размеров - по Н12; h12; ± от 14/2.

Изм. № 1  
5523 02  
АГ 40. 102

| Изм. № | Дата | Исполн.  | Провер.  | Подп. | Лист |
|--------|------|----------|----------|-------|------|
| 1      |      | Киселева | Удальцов | 09.83 |      |
| 2      |      | Удальцов | Удальцов | 09.83 |      |
| 3      |      | Киселева | Удальцов | 09.83 |      |

АГ 40. 102

Пробка

Сталь 40  
ГОСТ 1050-74

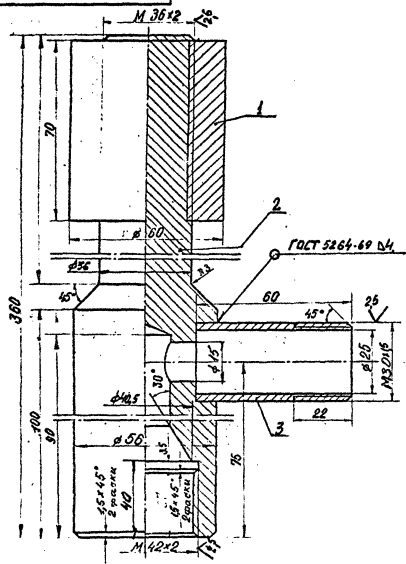
| Лист         | Масса  | М. штамп |
|--------------|--------|----------|
|              |        | 1:2      |
| Лист         | Листов |          |
| БАШНИПИНЕФТЬ |        |          |

Копиролал: ВР 3

сварм.от. 11

АР40.1000СБ

50/√



1 - 10 шт. 2 - 10 шт. 3 - 10 шт. 4 - 10 шт. 5 - 10 шт. 6 - 10 шт. 7 - 10 шт. 8 - 10 шт. 9 - 10 шт. 10 - 10 шт. 11 - 10 шт. 12 - 10 шт. 13 - 10 шт. 14 - 10 шт. 15 - 10 шт. 16 - 10 шт. 17 - 10 шт. 18 - 10 шт. 19 - 10 шт. 20 - 10 шт. 21 - 10 шт. 22 - 10 шт. 23 - 10 шт. 24 - 10 шт. 25 - 10 шт. 26 - 10 шт. 27 - 10 шт. 28 - 10 шт. 29 - 10 шт. 30 - 10 шт. 31 - 10 шт. 32 - 10 шт. 33 - 10 шт. 34 - 10 шт. 35 - 10 шт. 36 - 10 шт. 37 - 10 шт. 38 - 10 шт. 39 - 10 шт. 40 - 10 шт. 41 - 10 шт. 42 - 10 шт. 43 - 10 шт. 44 - 10 шт. 45 - 10 шт. 46 - 10 шт. 47 - 10 шт. 48 - 10 шт. 49 - 10 шт. 50 - 10 шт.

АР40.1000СБ.

Муфта  
чьева  
Сборочный чертеж

| Лист       | Листов | Листов |
|------------|--------|--------|
|            |        |        |
| Лист       |        | Листов |
| ДАШНИПНЕФТ |        |        |

Наименование:

Рисунки:

## СО Д Е Р Ж А Н И Е

|                                                                                                           | Стр. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|
| 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ . . . . .                                                                              | 3    |
| 2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ<br>ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА . . . . .             | 5    |
| 3. ВЫБОР ОКВАНИНЫ 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 1                                                                                              |      |
| 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 документа-<br>ции на УСН с дифференциальным плунжером . . . . . | 23   |

Ответственный за выпуск Архангельская А.А.

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

ПО 486

Ванал № 430

Тираж 200 экз.

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