Министерство нефтяной промышленности
Производственное ордена Ленина и ордена Трудового Красного Знамени объединение Башнефть
Башкирский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности

БашНИПИнефть

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

РД 39-I-1049-84

Уфа·1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

СОГЛАСОВАНО

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

Хавадян

15/02

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического управления Миннефтепрома

Ю.Н.Байдиков

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

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

РД 39-1-1049-84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН

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

Директор, канд.техн.наук — Н.Ф.Кагарманов

Ответственные исполнители:
ст.инженер, руководитель темы — К.Р.Уразаков

Инженер — В.З.Минликаев

Инженер — Р.З.Ахмедишин

Соисполнитель:

Нач. ЦДНГ № 3 НГДУ Уфанефть — Р.Х.Кинзикеев

Продолжение титульного
листа РД 39-

СОГЛАСОВАНО:

Директор БНИИ Г.Г.Вахитов

Начальник производственного
отдела добычи нефти и газа
объединения Башнефть У.З.Ракетдинов

Председатель областного
комитета профсоюза
рабочих нефтяной и газовой
промышленности Ф.Г.Ахунов

УДК 622.276.53

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

Технология применяется при эксплуатации глубоких наклонно направленных скважин.

А в т о р ы : К.Р.Уразаков, В.З.Миндикеев, Р.З Ахмадишин,
(Башнипинефть)
Р.Х.Кинзикеев (НГДУ Уфанефть).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

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

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 месторождениях со скважинами осложненного профиля.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I.В наклонно направленных и искривленных скважинах (интенсивность 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 балансир-

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).

I.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 отсекателя 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.

I.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.

I.4.Глубина спуска насоса - не более 1800 м.

I.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 компонуется с использованием штангового насоса НГН-55, ГОСТ 6444-78.

2.5.Малая ступень дифференциальной плунжерной пары выполнена в виде колонны полых штанг НШ-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 выбираются скважины производительностью от 0,5 до 60 $м^3$/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 1.

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. 1 обязательного приложения 1 изображен общий вид установки (1 вариант). Установка содержит станок-качалку с головкой балансира 1, 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. приложение1) 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 УСШН 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 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 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 31.01.74.

7. ВОЗМОЖНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОТ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ 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.А. 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.; ВНИИОЭНГ, 1974, - 42 с.
3. Николаев Г.И., Уразаков К.Р. Оптимизация профиля наклонной скважины для штангового глубиннонасосного способа добычи нефти. - РНТС/ВНИИОЭНГ, Нефтепромысловое 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.Вахитов, Заявл. 22.08.80, № 1976495; 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, Уфа, 1978, - 151 с.,
6. Адонин А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами. - М.; Недра, 1979, - 213 с.

Приложение 1

СХЕМА ШТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

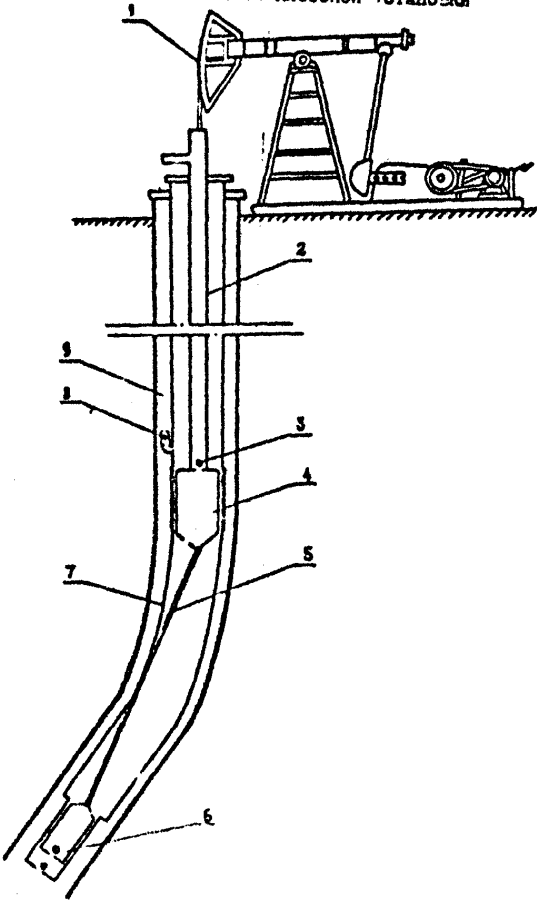


Рис. 1

Продолжение приложения I

Технологические схемы компоновок оборудования для добычи нефти из глубоких наклонных скважин

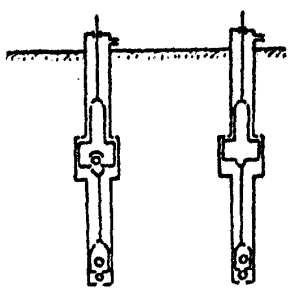


Рис.2

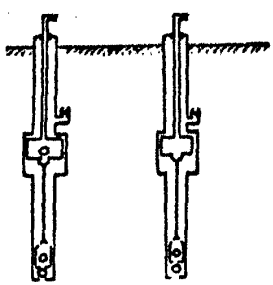


Рис.3

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

рекомендуемое

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ УСЗН С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПЛУНЖЕРОМ

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

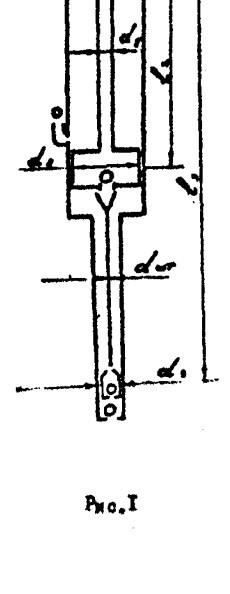


Рис.I

I. 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 0,0I6; 0,0I9; 0,022; 0,025 м колонне штанг ниже дифференциального плунжера соответственно: $\delta_{16н}$, $\delta_{19н}$, $\delta_{22н}$, $\delta_{25н}$;

6. Вес погонного метра штанг в воздухе с диаметрами 0,0I6; 0,0I9; 0,022 0,025 м и полых штанг соответственно, γ_{16}, γ_{19}, γ_{22}, γ_{25}, $\gamma_{п}$, Н/м;

7. Вес погонного метра штанг в жидкости с диаметром 0,0I6; 0,0I9; 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}, $f_{п}$, $м^2$

10. Внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, D, м;

11. Площадь сечения тела насосно-компрессорных труб, $f_{тр}$, $м^2$;

13. Число качаний станка-качалки, n, $с^{-1}$;

14. Давление в системе сбора жидкости, $P_в$, Па;

15. Давление в затрубном пространстве, $P_з$, Па;

16. Плотность откачиваемой жидкости, $\rho_ж$, $кг/м^3$;

17. Коэффициент сжимаемости откачиваемой жидкости, $\beta_ж$, $Па^{-1}$;

18. Давление насыщения жидкости, $P_н$, 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)

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

Расстояние l_2 от устья скважины, на котором $P_с = P_п$ определяется по формуле (I), м:

$$l_2 = \frac{0{,}785(d_2^2 - d_1^2)(P_в - P_з) + 25000(d_2 + d_1) - l_2 \frac{\gamma_{жсж}}{K}}{\frac{\gamma_п}{K} - \frac{\gamma_{жсж}}{K} - 0{,}785(d_2^2 - d_1^2)\rho_{жсж} g}, \qquad (I)$$

СХЕМА ШТАНГОВОЙ СКВАЖИННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

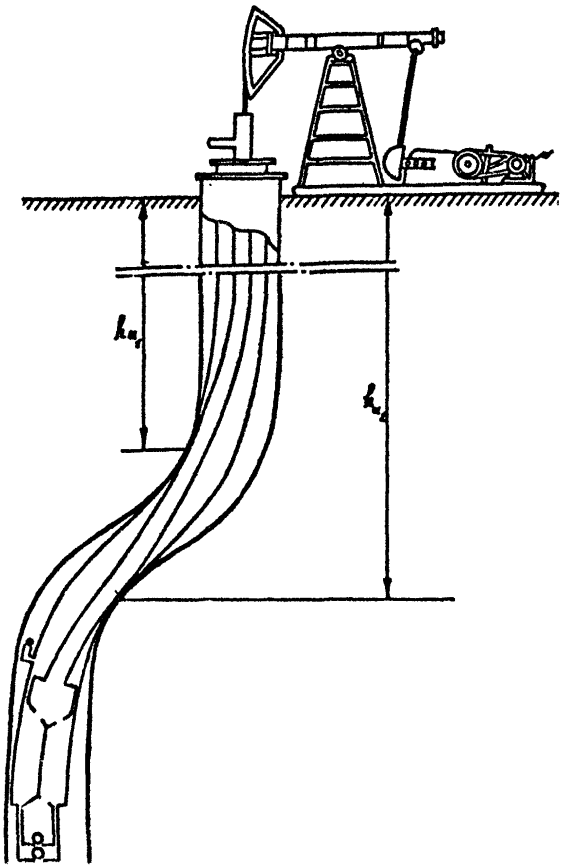


Рис.2

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

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

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:

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

Силу P_{no} - по формуле (4), Н :

$$P_{no}=\kappa\left[(P_6-P_3)(d_t^2-d_ш^2)+25000(d_t+d_ш)\right] \qquad (4)$$

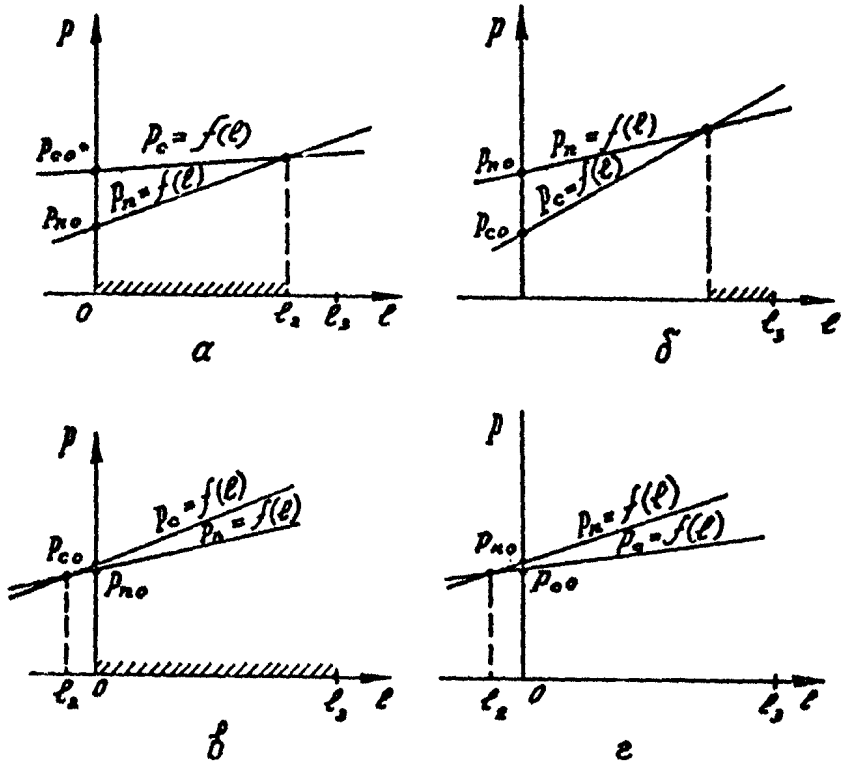
При использовании формул (I) и (4) необходимо принимать $P_3=10^5$ Па при замене верхнего плунжера полыми штангами.

2.При применении ДН с установленным 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 :

$$P_1=\rho g\ell_2+P_6 \qquad (5)$$



▨ – интервал возможной установки РК

Рис. 3

Давление в конце хода вверх, Па :

$$P_2 = P_1 - \frac{(d_2^2 - d_3^2)\cdot S_o}{(\ell_3 - \ell_2)\,(D^2 - d_w^2)\beta_{ж}} \qquad (6)$$

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

$$\Delta F_{ш1} = \frac{\pi}{8}(P_1 - P_2)(d_2^2 - d_1^2) \qquad (7)$$

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

$$\Delta F_{ш2} = \frac{\pi}{4}(d_2^2 - d_1^2)\left[\frac{(P_1 + P_2)}{2} - P_3\right] \qquad (8)$$

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

$$\Delta F_{ш2} = \frac{\pi}{4}(d_2^2 - d_1^2)(P_1 - P_3) \qquad (9)$$

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

$$P_{max} = P'_{ж} + P'_{ш} + 0{,}66\frac{d_2}{d_ш} n P_ш \sqrt{4 S_o \cdot \lambda_ш \cdot 1000 \cdot F_{ш2}} \qquad (10)$$

где $P'_{ж}$ – вес столба жидкости, Н

$$P'_{ж} = \frac{\pi}{4}\rho_{ж} g \ell_3 d_2^2 \qquad (11)$$

$P'_{ш}$ – вес колонны штанг в жидкости, Н

$$P'_{ш} = (\ell_3 - \ell_2)\gamma_{ж.ш} + \ell_1 \gamma_ш \qquad (12)$$

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

$$P_ш = (\ell_1 - \ell_2)(\gamma_{16}\varepsilon_{16н} + \gamma_{19}\varepsilon_{19н} + \gamma_{22}\varepsilon_{22н} + \gamma_{25}\varepsilon_{25н}) + \ell_3\gamma_ш \quad (13)$$

$d_ш$ -диаметр штанг, м;

$$\lambda_ш = \frac{P_ш' \ell_3}{E f_ш} \quad (14)$$

$f_ш$ -площадь сечения тела штанг, $м^2$. Для ступенчатой колонны вместо $f_ш$ подставляем $f_{ш\,ср}$, $м^2$

$$f_{ш\,ср} = \frac{1}{\left(\frac{\ell_3 - \ell_2}{\ell_3}\right)\left(\frac{\varepsilon_{16н}}{f_{16}} + \frac{\varepsilon_{19н}}{f_{19}} + \frac{\varepsilon_{22н}}{f_{22}} + \frac{\varepsilon_{25}}{f_{25}}\right) + \frac{\ell_2}{\ell_3 f_ш}}, \quad (15)$$

$$\psi = \frac{f_{тр}}{f_{тр} + f_ш} \quad (16)$$

Кроме того, в формуле (5) для ступенчатой колонны штанг необходимо вместо $d_ш$ подставить $d_{ш\,ср}$, м

$$d_{ш\,ср} = \sqrt{\frac{4}{\pi} f_{ш\,ср}} \quad (17)$$

Формулу (5) можно использовать как для расчета максимальной нагрузки на головку балансира станка-качалки при применении данной технологии, так для ранее существующей. Если дифференциальный плунжер не применен, то в формулах (12), (13) и (15) необходимо принимать $\ell_2 = 0$, в формуле (10) $\Delta F_{ш3}$ тоже будет равно .

Приложение 2а

справочное

ПРИМЕР РАСЧЕТА

Известно:

$\ell_2 = 1500$ м;

$d_3 = 0{,}032$ м;

$d_2 = 0{,}056$ м;

$d_1 = 0{,}035$ м;

$\varepsilon_{1эн} = 1$;

$\gamma_{19} = 23{,}3$ Н;

$\gamma_{19} = 20{,}1$ Н

$\gamma_n = 40$ н;

$E = 2{,}1 \cdot 10^{11}$ Па

$f_{19} = 2{,}8 \cdot 10^{-4}$ м^2

$f_n = 4{,}2 \cdot 10^{-4}$ м^2;

$D = 6{,}2 \cdot 10^{-2}$ м;

$f_{тр} = 1{,}2 \cdot 10^{-3}$ м^2;

$S_0 = 3$ м;

$n = 0{,}08$ с$^{-1}$;

$P_в = 5 \cdot 10^5$ Па;

$P_з = 10^6$ Па;

$\rho_ж = 900$ кг/м^3;

$\beta_ж = 15 \cdot 10^{-10}$ Па;

$P_н = 6 \cdot 10^6$ Па;

$h_и = 800$ м;

$K = 1{,}2$

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

$$\ell_2 = \frac{0{,}785(0{,}056^2 - 0{,}035^2)(5 \cdot 10^5 - 10^5) + 25000(0{,}056 + 0{,}032) - 1500\,\frac{20{,}1}{1{,}2}}{\frac{40}{1{,}2} - \frac{20{,}1}{1{,}2} - 0{,}785(0{,}056^2 - 0{,}035^2)\,900 \cdot 9{,}8}$$

$$= -\ 6660 \text{ м};$$

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 $\ell = 0$ по (4)

$P_к = 1{,}2(5\cdot10^5-10^5)(0{,}056^2-0{,}035^2)+25000(0{,}056+0{,}032)=3557$ Н

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

Наша основная задача разгрузить штанги в искривленном участке, поэтому принимаем $\ell_2 = h_и = 800$ 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):

$F_{шв} = 0{,}785(0{,}056^2-0{,}035^2)(900\cdot9{,}8\cdot800+5\cdot10^5-10^5) = 11185$ Н;

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

$P_{ж}' = 0{,}785\cdot900\cdot9{,}8\cdot1500\cdot0{,}032^2 = 10635$ Н;

$P_ш' = (1500-800)20{,}1+800\cdot40 = 46070$ Н;

$P_ш = (1500-800)23{,}3+800\cdot40 = 48310$ Н;

$$f_{шф} = \frac{1}{\left(\frac{1500-800}{1500}\right)\frac{1}{2{,}8\cdot10^{-4}}+\frac{800}{1500}\cdot\frac{1}{4{,}2\cdot10^{-4}}} = 3{,}4\cdot10^{-4} \quad м^2$$

$$\varphi = \frac{1{,}2\cdot10^{-3}}{1{,}2\cdot10^{-3}+3{,}4\cdot10^{-4}} = 0{,}779$$

$$d_{ш\,ф} = \sqrt{\frac{4}{3{,}14}3{,}4\cdot10^{-4}} = 0{,}0208 \quad м$$

$$\lambda_ш = 10635\cdot1500/2{,}1\cdot10^{11}\cdot3{,}4\cdot10^{-4} = 0{,}223 \quad м;$$

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

$$+ 1000 - 11185 = 52225 \text{ Н};$$

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:

$$P_{max} = 10635 + 14070 + 0{,}66\frac{0{,}032}{0{,}019} \cdot 0{,}08 \cdot 16310 \cdot \sqrt{0{,}811 \cdot 3 - 0{,}1234}$$

$$+ 1000 - 11185 = 16724 \text{ Н}$$

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 УЗСН С ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ ПАУЗЖЕРОМ

Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
			Документация		
*		АГ40.000СБ	Сборочный чертеж		*А4х4
			Сборочные единицы		
А4	1	АГ40.100	Клапан обратный	1	
-	2	-01	Клапан обратный	1	
			Детали		
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	
			Комплекты		
		АГ40.10.00СБ	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		

Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам.инв.№ | Инв.№ дубл. | Подп. и дата

АГ40.000

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Веселов		04.83
Пров.				
Н.контр.		Татьянко		11.83
Утв.				

Установка штанговая насосная

Лит.	Лист	Листов
	1	

БашНИПИнефть

Копировал

Формат А4

АГ40.0000СБ

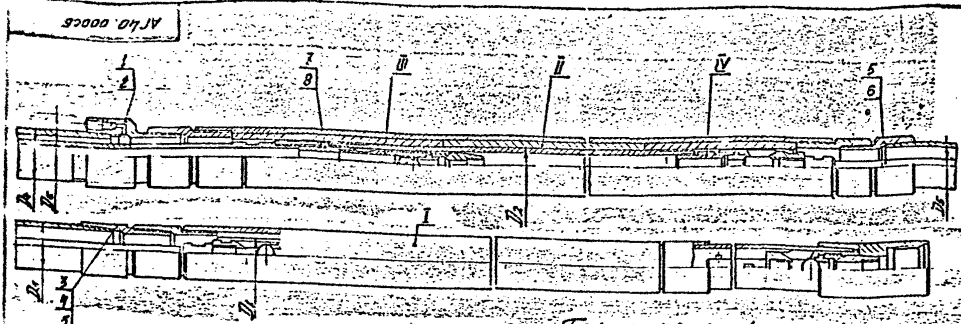


Таблица вариантов компановки установки

№ п/п	Насос НСН2	Насос НСН2 (подстроенный) см. техн. треб.	НКТ ГОСТ 633-80		Насосная штанга ступенч.	Шток устьевой полый
	D_1	D_2	D_3	D_4	D_5	D_6
1	28	55	73	73	16	33х3,5
2	28	69	73	73	16	33х3,5
3	32	55	73	73	16	33х3,5
4	32	69	73	89	16	33х3,5
5	43	55	73	73	16	42х3,5
6	43	68	73	89	16	42х3,5
7	55	68	73	89	19	42х3,5

Техническая характеристика

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

Технические требования

1. Насос НСН2 диаметром D_1 (см. поз. I) монтируется без изменений.
2. Насос НСН2 диаметром D_2 (см. поз. II) монтируется со следующими изменениями: а) верхний (нагнетательный) клапан заменить нагнетательным клапаном с наконечником (см. поз. III) насоса НСВ1.
3. Нижний (нагнетательный) клапан (см. поз. IV) монтируется перевернутым, без шарика.

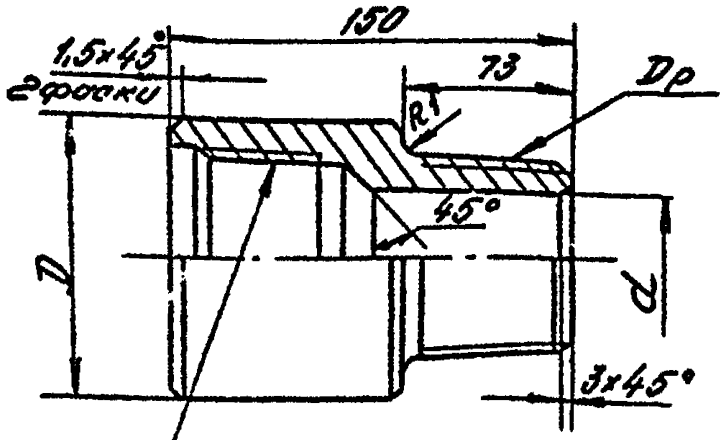
Изм.	Кол. уч.	№ докум.	Подп.	Дата	АГ40.0000СБ.
Разраб.	Сабиров				Установка штангово-насосная. Сборочный чертеж.
Пров.					
Т.контр.	Уразаев				
Н.контр.					
Утв.	Хотцева				

Лит.	Масса	Масштаб
		1 -
Лист	Листов 1	

Башнипинефть

АГ40.001

50



Резьба НК гладких труб 73
ГОСТ 633-80

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

1. HRC 38...46
2. Неуказанные предельные отклонения размеров - по H12; h12; ± IT14/2.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Веселков		09.84
Пров.				
Т.контр.		Уразаков		
Н.контр.		Хамина		10.84
Утв.				

АГ40.001

Переводник

Сталь 45
ГОСТ 1050-74

Лит.	Масса	Масштаб
		-
Лист	Листов 1	

БашНИПИнефть

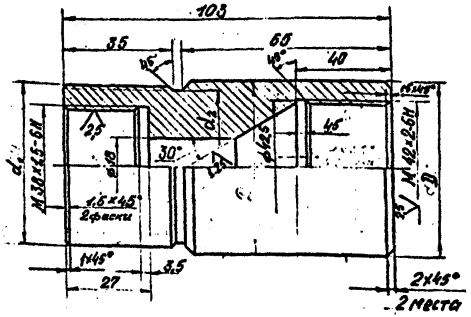
Инв.№ подл. | Подп. и дата | Взам.инв.№ | Инв.№ дубл. | Подп. и дата
55-11-02 | Дубл-10.15.

Копировал: БГ

Формат: А1

АГ40-002

5,0 (V)



Обозначение	Д,мм	d_1	d_2
АГ40.002	54	М48×1,5-6g	45,5
-01	66	М60×1,5-6g	57,5

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

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АГ40.002
Разраб.		Веселков			Муфта.
Пров.					
Контр.		Чрезаков			
Утв.		Хамзина			Сталь 45 ГОСТ 1050-74.

Лит.	Масса	Масштаб
		-
Лист	Листов	
БашНИПИнефть		

Инв. № подл. 55-04 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

Копировал

Формат 11

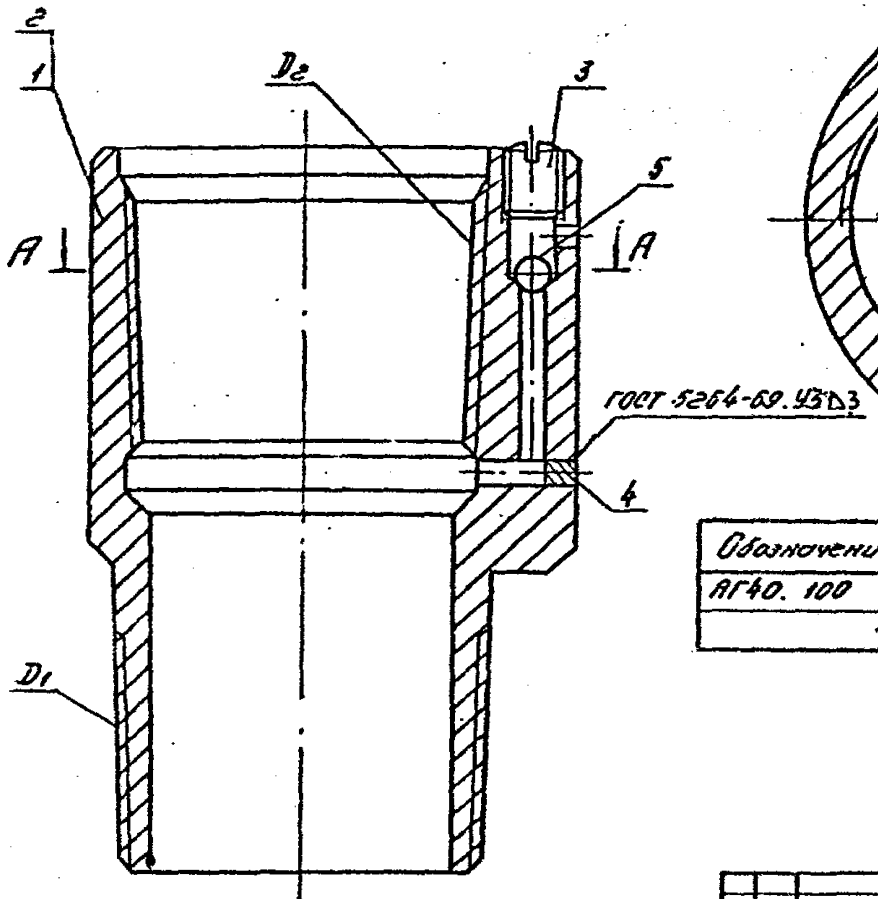
Поз.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
				Документация		
А3			АГ40.100 СБ	Сборочный чертеж		
			-01 СБ	"		
				Детали		
А4		1	АГ40.101	Корпус	1	
А4		2	-01	Корпус	1	
А4		3	АГ40.102	Пробка	1	
Б1		4	АГ40.103	Заглушка ф8-0,1	1	
				L = 10±0,2		
				Ст 3 ГОСТ 380-71		
				Стандартные изделия		
		5		Шарик III 9,5 мм.	1	
				ГОСТ 3722-81		

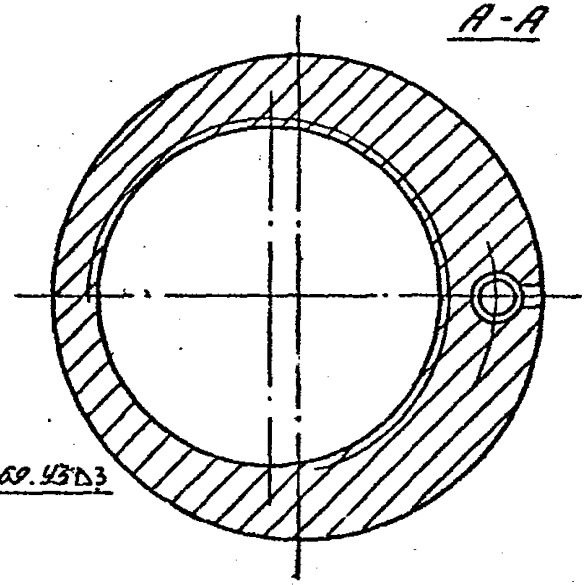
Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АГ40.100 СБ
Разраб.		Зеленков		09.83	Клапан обратный
Пров.					Лит. / Лист / Листов: 1
Н. контр.		Хамкина		09.83	БашНИПИнефть
Утв.					

Копировал: [illegible] Формат: А4

АГ40.100СБ





Обозначение	D_1 и D_2
АГ40. 100	Резьба НК. гладких труб 73 ГОСТ 633-80
-01	Резьба НК гладких труб 89 ГОСТ 633-80

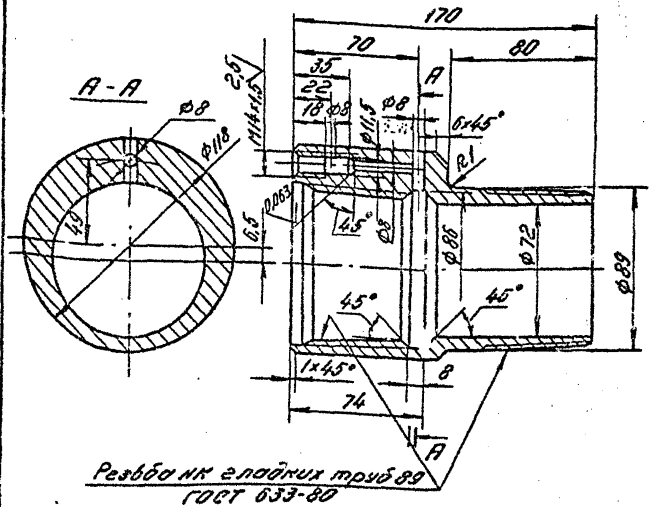
					АГ40.100СБ		
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Клапан обратный Сборочный чертеж	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Веселков		09.83				1:1
Пров.						Лист	Листов 1
Т.контр.		Урозаков					
Н.контр.		Хасанина				БАШНИПИНЕФТЬ	
Утв.							

Копировал: Б.Г.Э

Формат 12

АГ40.101

5,0 (✓)



Резьба НК гладких труб 89
ГОСТ 633-80

1. HRC 39...46
2. Неуказанные предельные отклонения размеров - по H12; h12; ± JT14/2.

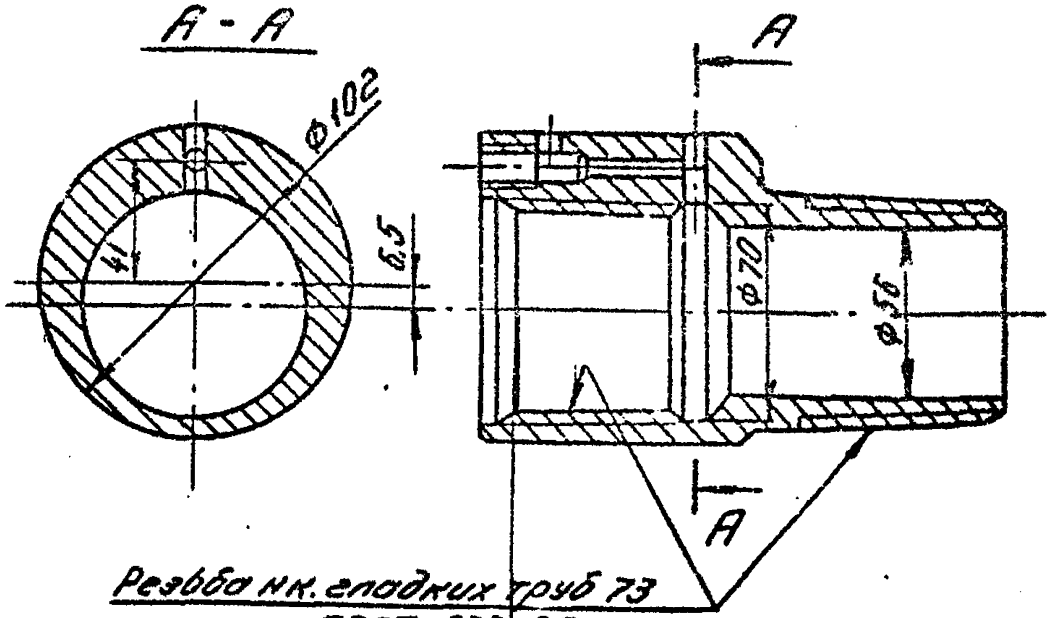
					АГ40.101			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Корпус	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.		Веселков						1:2
Пров.						Лист	Листов 1	
Т. контр.		Уразаков						
Н. контр.		Хамзина		10.83	Сталь 45 ГОСТ 1050-74	БАШНИПИНЕФТЬ		

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

55 22 02

АГ40. 101-01

Остальное - см АГ40. 101



Резьба нк. гладких труб 73
ГОСТ 633-80

АГ40. 101.- 01

Корпус

Сталь 45
ГОСТ 1050-74

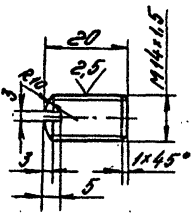
Лит. | Масса | Масштаб
1:2

Лист | Листов 1

БашНИПИнефть

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

АГ40.102

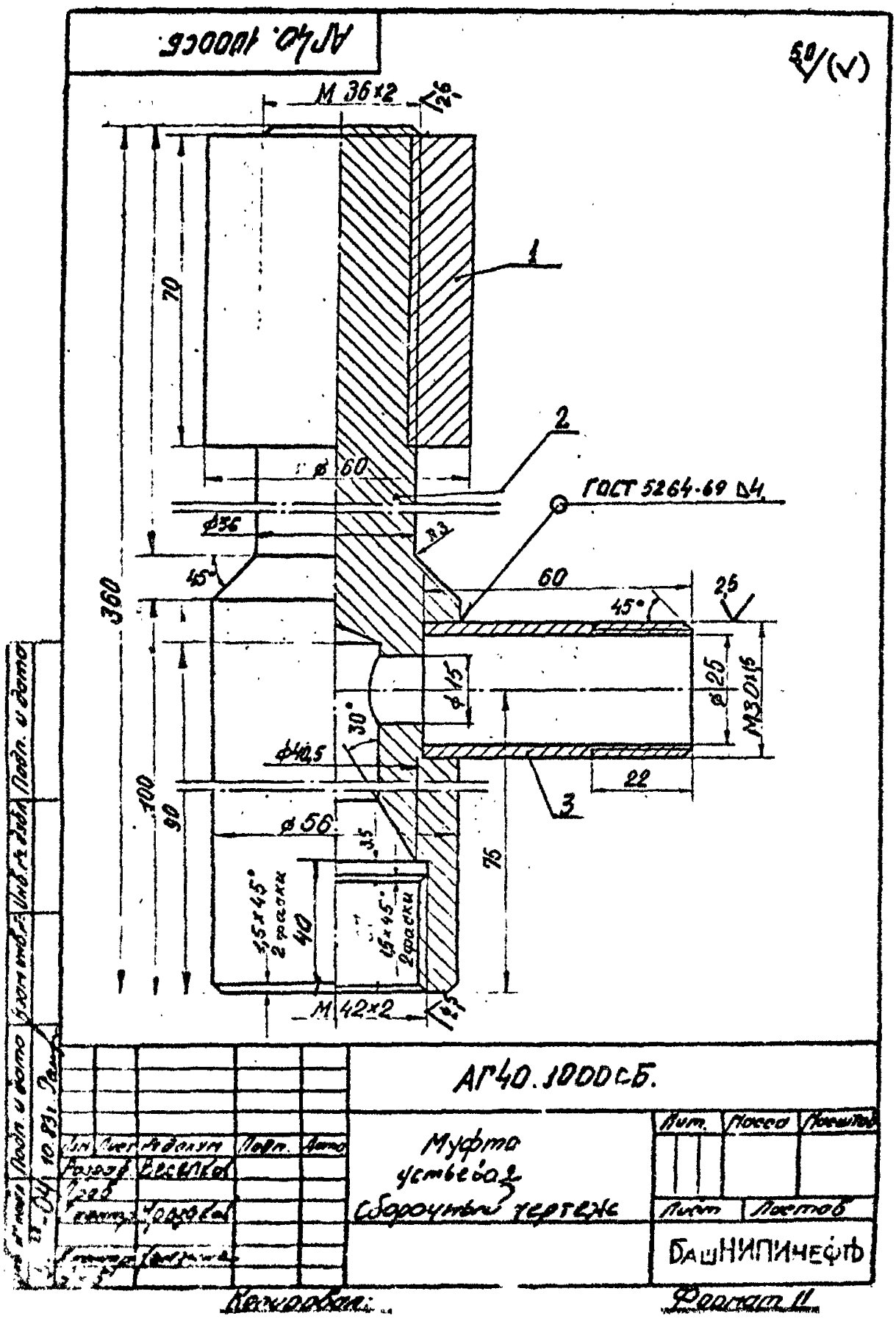


Неуказанные предельные отклонения размеров - по H12; h12; ± ат14/2.

Изм. Лист	№ докум.	Подп.	Дата	АГ 40.102				
Разраб.	Веселков		09.83	Пробка	Лит.	Масса	Масштаб	
Пров.							1:2	
Т. Контр.	Уразаков				Лист	Листов 1		
Н. контр.	Хамзина		10.83	Сталь 40 ГОСТ 1050-74	БАШНИПИНЕФТЬ			
Утв.								

Инв. № подл. 55222 02 | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

Копировал: Ф. 8 | Формат: 11


АГ40. 1000СБ.
50/(√)
М 36×2
2,5
1
70
2
ø 60
ГОСТ 5264-69 Δ4
ø36
R3
45°
60
2,5
45°
360
ø 15
ø 25
М30×1,5
30°
ø40,5
22
3
100
90
ø 56
3,5
75
1,5×45° 2 фаски
40
1,5×45° 2 фаски
М 42×2
2,5
АГ40.1000СБ.
Муфта устьевая
Сборочный чертеж
Лит.
Масса
Масштаб
Лист
Листов
БашНИПИнефть
Подп. и дата
Инв. № дубл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.
Разраб.
Пров.
Контр.
Копировал:
Формат 11

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 3
2. ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА 5
3. ВЫБОР СКВАЖИНЫ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ПРОЦЕССА 5
4. СХЕМЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ 6
5. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС 6
6. ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ 9
7. ВОЗМОЖНЫЕ ОТКЛОНЕНИЯ ОТ НОРМАЛЬНОЙ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ И СПОСОБЫ ИХ УСТРАНЕНИЯ . . . 9

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 10

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

обязательное – Схемы штанговых скважинных насосных установок 11

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

рекомендуемое – Методика расчета параметров УСШН с дифференциальным плунжером 13

ПРИЛОЖЕНИЕ 2а

справочное – Пример расчета 20

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

– обязательное – Комплект конструкторской документации на УСШН с дифференциальным плунжером 23

Ответственный за выпуск Архангельская А.А.
Редакторы Куравлева А.Г., Морозова Л.В.

ПО1486 Заказ № 430 Тираж 200 экз.

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

gost.e-ecolog.ru