

Общество с ограниченной ответственностью «Нефтяник»  
(ООО «Нефтяник»)

ОКП 36 6659

УТВЕРЖДАЮ  
Директор ООО «Нефтяник»  
И.А. Ханнанов  
2016



**ИНСТРУКЦИЯ**  
**по креплению боковых стволов нецементируемым**  
**(цементируемым) хвостовиком Ø 102(114) мм с применением**  
**технологического оборудования**  
**ООО «Нефтяник»**

ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН  
Обществом с ограниченной ответственностью «Нефтяник»  
(ООО «Нефтяник»)

Главный инженер



И.В. Осинкин

Начальник БПО



А.С. Зорев

Бугульма, 2016

## Содержание

	Введение .....	3
1	Состав, назначение и технические характеристики технологического оборудования для крепления нецементируемых (цементируемых) «хвостовиков» Ø 102(114) мм .....	3
	1.1 Состав технологического оборудования.....	3
	1.2 Назначение и технические характеристики технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102(114) мм .....	4
	1.3 Типовая схема компоновки технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102(114) мм.....	9
	1.4 Сборка технологического оборудования для крепления нецементируемых хвостовиков Ø 102(114) мм.....	10
	1.5 Основные требования к бурильным трубам и стволу скважины.....	11
	1.6 Порядок проведения работ при сборке и спуске нецементируемых «хвостовиков» Ø 102(114) мм.....	11
2	Техника и технология цементирования «хвостовиков» Ø102(114) мм.....	12
	Основные преимущества.....	14

## Введение

Комплекс технологической оснастки для нецементируемых и цементируемых Ø 102(114) мм хвостовиков с применением заколонных гидравлических пакеров производства (ООО «Нефтяник») предназначен для герметичного разобщения пространства за хвостовиком от «головы» до продуктивного разреза ствола скважины.

Разобщение без цементирования применяется при отсутствии в продуктивном разрезе водоносных пластов.

Данная технология обеспечивает экономию затрат за счет применения более простой конструкции оснастки с низкой стоимостью по сравнению с аналогами, несложности и безаварийности.

Предлагаемая конструкция нецементируемого хвостовика при необходимости (выработанные пласты, физическая ликвидация скважины и др.) может быть извлечена из скважины для повторного применения, т.к. не имеет закоривающих узлов. Физическая ликвидация в открытом стволе более проста и обеспечивает более качественное разобщение пластов.

Цементирование хвостовиков Ø 102(114) мм с предлагаемой технологической оснасткой применяется при наличии в продуктивном разрезе водоносных пластов, отличается от известных аналогов не сложностью выполняемых работ и низкими затратами.

Инструкция предназначена для работников, занимающихся строительством боковых и боковых горизонтальных стволов.

### 1 Состав и назначение технологического оборудования для крепления нецементируемых (цементируемых) «хвостовиков» Ø 102(114) мм.

#### 1.1 Состав технологического оборудования.

Технологическая оснастка оборудования представлена в таблице 1.

Таблица 1

№	Наименование	Нецементируемый хвостовик, кол-во, шт.	Цементируемый хвостовик кол-во, шт.	Изготовитель
1	Пакер заколонный гидравлический ПЗГ- 102 (114)Г (внутри э/к)	1	1	ООО «Нефтяник»
2	Пакер заколонный гидравлический ПЗГ-102 (114)ХОС	1	1	ООО «Нефтяник»
3	Посадочный инструмент ПИ- 102 (114)	1		ООО «Нефтяник»
4	Пробка подвесная очищающая ППО-102 (114)	1	1	ООО «Нефтяник»
5	Пробка продавочная ПП	1	1	ООО «Нефтяник»
6	Подгоночный патрубок (L=3÷3,5 м)	1	1	Заказчик
7	Стоп-кольцо	1	1	ООО «Нефтяник»
8	Обратный клапан	-	1	Заказчик
9	Башмак с центральным циркуляционным каналом Б – 102 (114)Н	1	1	ООО «Нефтяник»
10	Центратор пружинный неразборный ЦПН-102/140, ЦПН-114/155	определяет заказчик	определяет заказчик	Заказчик

## 1.2 Назначение и технические характеристики технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102(114) мм.

1.2.1 Пакер за колонный гидравлический ПЗГ-102Г, ПЗГ-102ХОС, ПЗГ-114Г, ПЗГ-114ХОС (технические характеристики приведены в таблице 2, 3) и принцип работы обеспечивают герметичное разобщение интервалов за колонного пространства в скважинах и устанавливается для:

- разделения горизонтального забоя ГС на участки в зависимости от нефтедонасыщенности;
- разобщения пластов в заданных интервалах;
- защиты цементного камня от ударной волны при перфорации эксплуатационной колонны;
- сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта путем отсечения столба цементного раствора.

Пакер за колонный гидравлический навинчивается на хвостовик по резьбе ОТТМ.

Технические характеристики оборудования представлена в таблице 2 и 3.

Таблица 2.

№	Наименование показателей	ПЗГ-102Г	ПЗГ-102ХОС
1	Номинальный диаметр э/к, ствола, мм	130	124
2	Максимальная температура, °С	100	
3	Максимальный перепад давления на пакер, МПа	20,0	
4	Габаритные размеры, мм: - максимальный диаметр по корпусу - диаметр проходного канала - длина пакера	124 90 710	118 88 710
5	Максимальный диаметр уплотнительного элемента после срабатывания пакера, мм	144	136
6	Давление срабатывания пакера, МПа	14,0 – 16,0	
7	Масса, кг, не более	22	21
8	Присоединительная резьба ОТТМ ГОСТ 632-80:	Ø102	
9	Наибольшая интенсивность набора или спада кривизны ствола скважины	Не более 2 градуса на 10 м.	
Наличие каверн по стволу скважины в интервале установки изделия не допускаются			

Таблица 3.

№	Наименование показателей	ПЗГ-114Г	ПЗГ-114ХОС
1	Номинальный диаметр э/к, ствола, мм	150	145
2	Максимальная температура, °С	100	
3	Максимальный перепад давления на пакер, МПа	20,0	
4	Габаритные размеры, мм: - максимальный диаметр по корпусу - диаметр проходного канала - длина пакера	141 99 710	137 99 710
5	Максимальный диаметр уплотнительного элемента после срабатывания пакера, мм	166	156

6	Давление срабатывания пакера, МПа	14,0 – 16,0	
7	Масса, кг, не более	25	23
8	Присоединительная резьба ОТТМ ГОСТ 632-80:	Ø114	
9	Наибольшая интенсивность набора или спада кривизны ствола скважины	Не более 2 градуса на 10 м.	
Наличие каверн по стволу скважины в интервале установки изделия не допускаются			

Пакеры ПЗГ-102(114) ХОС устанавливаются:

- при изоляции подошвенных, посторонних (нижних) вод против глинистого пропластка ( $h_{гг} \geq 2$ );

- при отсутствии глинистого пропластка между нефтеводоносным пластом (ВНЗ), пакер сажается на один метр выше от водонефтяного контакта (ВНК), т.е. в интервал переходной зоны, где сверх вязкая эмульсия. Перфорация рекомендуется щадящим способом (ПГМ-102, ОРВ-102).

**1.2.2 Посадочный инструмент ПИ-102 (114)** многократного применения предназначен для транспортировки «хвостовика» до забоя на бурильной колонне, безаварийного и гарантированного освобождения от хвостовика.

**Посадочный инструмент ПИ-102 (114)** состоит из:

- верхнего патрубка (корпуса с воронкой) с гладкой внутренней поверхностью под ниппель;
- ниппеля с резиновыми уплотнительными кольцами;

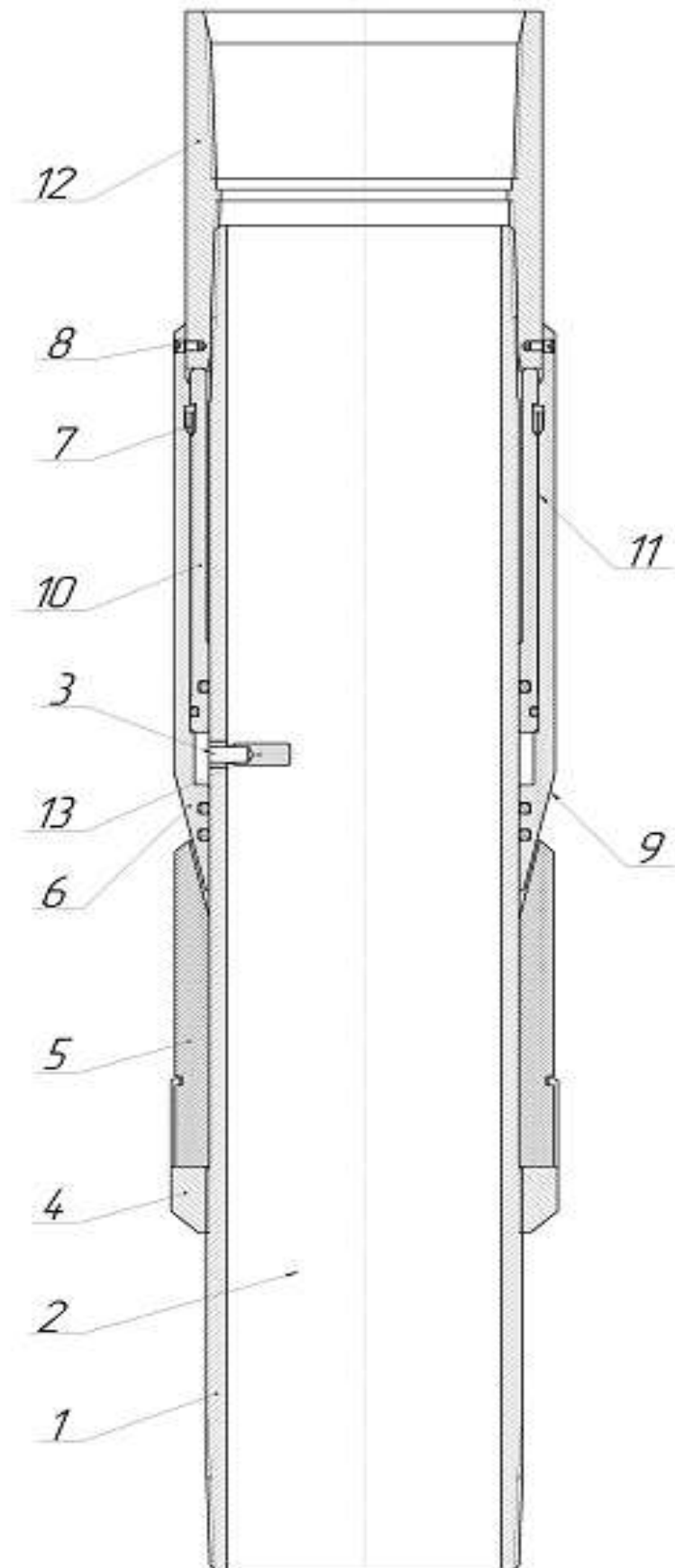
В муфту верхнего патрубка по левой резьбе навинчивается ниппель. На муфте ниппеля изготовлена снаружи левая резьба, внутри - замковая резьба 3-86 ГОСТ 5286-75 для соединения с бурильными трубами. На нижний конец ниппеля навинчивается патрубок НКТ – 60(73) длиной L=2000 мм для обеспечения расхаживания колонны бурильных труб. В нижней части патрубка НКТ- 60(73) на срезных винтах подвешивается пробка подвесная очищающая ППО- 102 (114).

Посадочный инструмент ПИ- 102 (114) соединяется с подгоночным патрубком.

Технические характеристики ПИ – 102 (114) представлены в таблице 4.

Таблица 4.

Наименование показателей	ПИ-102	ПИ-114
<b>Корпус:</b>		
- диаметр наружный, мм;	102	114
- длина, мм;	не более 510± 2 – 3	не более 440± 2 – 3
- диаметр воронки наружный, мм;	не более 124	не более 142
- диаметр воронки внутренний, мм;	не более 76	не более 99
- присоединительная резьба;	Tr-108x5 (левая)	Tr-108x5 (левая)
- вес, кг, не более.	22	25
<b>Ниппель:</b>		
- диаметр наружный, мм;	76	99
- длина, мм;	485	375
- присоединительная резьба к корпусу;	Tr-108x5 (левая)	Tr-108x5 (левая)
- присоединительная резьба к бурильной трубе;	3-86 ГОСТ 5286-75	3-86 ГОСТ 5286-75
- присоединительная резьба к патрубку 73 мм;	НКТ60 ГОСТ633-80	НКТ73 ГОСТ633-80
- вес, кг, не более	11,5	12,5



**Рисунок 1 Пакерзаколонный гидравлический**

1 – корпус; 2 – центральный проходной канал; 3 – радиальный канал; 4 – упор;  
 5 – манжетный уплотнитель; 6 – гидроцилиндр; 7 – стопорное кольцо; 8 – срезные винты;  
 9 – конус; 10 – кольцевой поршень; 11 – кольцевые проточки; 12 – муфта; 13 – сбивной клапан.

**1.2.3 Пробка продавочная ПП-102 (114)** предназначена для перекрытия проходного отверстия в пробке подвесной очищающей и приведения его в действие (таблица 5).

Таблица 5

Показатели	ПП-102	ПП-114
Условный диаметр «хвостовика», мм	102	114
Внутренний диаметр проходного канала бурильных труб, мм	50	60
Наружный диаметр манжет первый ярус, мм	53	63
второй ярус, мм	66	76
Длина, мм	315	
Масса, кг	2,4	2,6

**1.2.4 Пробка подвесная очищающая ППО-102 (114)** предназначена для разрушения сбивных клапанов ПЗГ-102 (114) при прохождении от посадочного инструмента до «стоп» - кольца (таблица 6).

Таблица 6

Показатели	ППО-102	ППО-114
Условный диаметр «хвостовика», мм	102	114
Диаметр проходного канала, мм	50	62
Наружный диаметр манжет, мм	92	104
Внутренний диаметр гнезда под пробку продавочную, мм	38	
Давление для срезания пробки подвесной очищающей после посадки в гнезда пробки продавочной, МПа	10÷12	
Длина, мм	346	
Масса, кг	4,2	4,7

**1.2.5 Подгоночный патрубок** предназначен для регулирования свободного пространства (300-400 мм) между сбивным клапаном ПЗГ-102 (114)Г мм и пробкой подвесной ППО-102(114) и предотвращения несанкционированного разрушения сбивного клапана ПЗГ – 102 (114)Г при сборке и выбирается длиной  $L=3000\div 3500$  мм. На муфте и ниппеле изготовлена резьба ОТТМ ГОСТ 632-80.

**1.2.6 «Стоп» -кольцо** предназначено для посадки и фиксации подвесной очищающей и продавочной пробок. Муфта «стоп» - кольца навинчивается на хвостовик Ø102 (114) мм по резьбе ОТТМ-114ГОСТ 632-80 (таблица 7).

Таблица 7

Обозначение стоп-кольца	СК-102	СК-114
Наружный диаметр корпуса, мм	102	114
Диаметр проходного канала, мм	74	74
Длина корпуса, мм	300	
Присоединительная резьба: со стороны устья со стороны забоя	ОТТМ-102 ГОСТ 632-80 муфта ниппель	ОТТМ-114 ГОСТ 632-80 муфта ниппель
Масса, кг	4,5	5,5

**1.2.7 Обратный клапан** предназначен для исключения возвратного перетекания цементного раствора из затрубного пространства в трубное пространство «хвостовика» после получения момента «стоп», с нецементируемым «хвостовиком» не применяется.

**1.2.8 Башмак** обеспечивает направление «хвостовика» по стволу скважины в процессе его спуска и выход жидкости при промывке и цементировании «хвостовика».

Корпус оборудован наконечником с соплом, торец наконечника снабжен промывочными каналами и штырями из твердого сплава, для предотвращения вращения хвостовика при отвороте. Наконечник соединен с корпусом левой резьбой и зафиксирован (таблица 8).

Таблица 8

<b>Обозначение башмака</b>	<b>Б-102Н</b>	<b>Б-114Н</b>
Наружный диаметр корпуса, мм	102	114
Внутренний диаметр корпуса, мм	90	100
Диаметр проходного канала сопла наконечника, мм	40	50
Присоединительная резьба:	Муфта ОТТМ-102 ГОСТ 632-80	Муфта ОТТМ-114 ГОСТ 632-80
Длина, мм	500±5	
Масса, кг	15	18

**1.2.9 Центратор** пружинный неразборный типа ЦПН предназначен для центрирования «хвостовика» в стволе скважины и одновременно служит для предотвращения вращения хвостовика при отвороте.



### 1.3 Типовая схема компоновки технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102 (114) мм

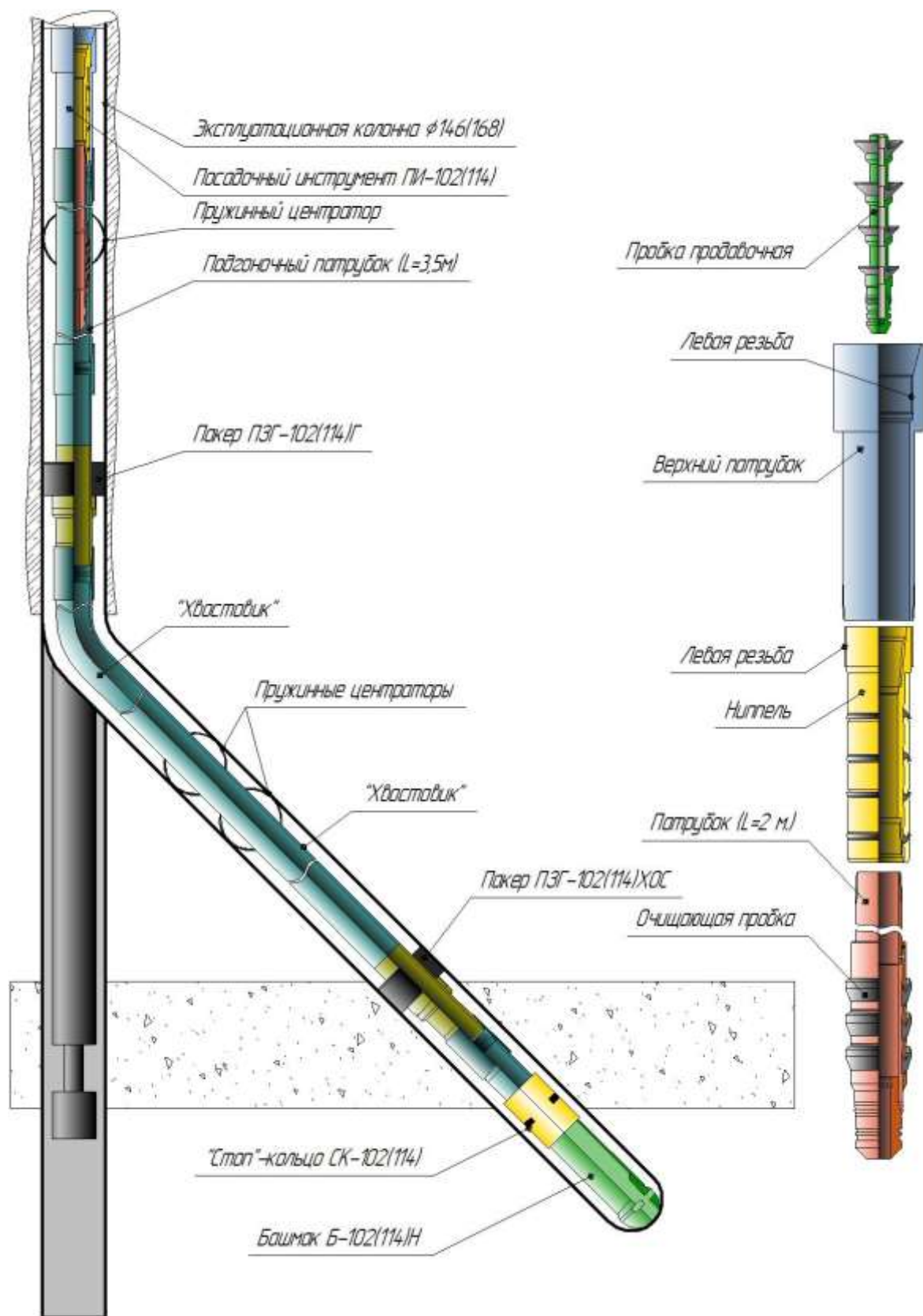


Рисунок 2 - Схема компоновки технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102 (114) мм.

## Основные преимущества

1. Применение специальной левой резьбы обеспечивает безаварийное и гарантированное освобождение от хвостовика.
2. Конструкция пакеров заколонных гидравлических обеспечивает надежное закрепление к стенкам скважины за счет гидравлического прижатия манжетного уплотнителя.
3. Наличие сбивного клапана позволяет исключить несанкционированное срабатывание пакера при повышенных давлениях промывки.
4. Включение в компоновку пружинного центратора обеспечивает не только центрирование «хвостовика», но и предотвращает самопроизвольное отсоединение «хвостовика» от посадочного инструмента при спуске и вращении «хвостовика» при его малой длине при отвороте по левой резьбе.
5. Башмак оборудован наконечником с соплом, торец которого снабжен промывочными каналами и штырями из твердого сплава для предотвращения вращения хвостовика при отсоединении от буровых труб.
6. Все конструктивные элементы просты в изготовлении и обслуживании.
7. Невысокая стоимость оборудования по сравнению с другими производителями аналогичного оборудования.

### 1.4 Сборка технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102(114) мм

Последовательность сборки компоновки: башмак Б – 102(114)Н – «стоп»-кольцо СК – 102(114) – пакер заколонный гидравлический для открытого ствола ПЗГ-102(114)ХОС – хвостовик – пакер заколонный гидравлический ПЗГ-102(114)Г – подгоночный патрубок – посадочный инструмент (рисунок 2).

#### **Сборка посадочного инструмента ПИ- 112(114)**

Перед отправкой технологического оборудования на буровую произвести сборку посадочного инструмента с патрубком подгоночным на базе производственного обслуживания предприятия – потребителя (БПО).

Для этого на нижнюю часть ниппеля навинчивается патрубок НКТ-60(73) без муфты, длиной 2000 мм. Внизу патрубка на срезных штифтах устанавливается пробка подвесная очищающая.

На муфте ниппеля изготовлена специальная левая резьба. Ниппель с пробкой подвесной очищающей навинчивается внутрь верхнего патрубка (с воронкой) по специальной левой резьбе **против часовой стрелки не менее 11 оборотов.**

#### **ЗАПРЕЩАЕТСЯ ЗАТЯГИВАТЬ ЭТО СОЕДИНЕНИЕ УСИЛИЕМ БОЛЕЕ 10 Н·м!**

При завороте тщательно контролировать число витков соединения. **Число витков соединения должно быть не менее 11.**

Также возможна сборка ПИ-102(114) с патрубком подгоночным в условиях буровой.

#### **ВНИМАНИЕ!**

Во избежание разрушения срезных штифтов при сборке оснастки на устье скважины запрещается захват ключами сопрягаемых узлов, деталей. Захват ключами осуществить за муфтой, телом труб, корпусом.

Для сохранения целостности сбивного клапана пакер заколонного гидравлического ПЗГ-102(114) строго запрещается:

- шаблонировка пакера;
- доступ во внутрь пакера посторонними предметами (лом, стержень и др.) для его перемещения;
- спуск геофизического прибора до интервала расположения пакера.

## 1.5 Основные требования к бурильным трубам и стволу скважины

1.5.1 Пробуренный ствол скважины должен обеспечивать свободное прохождение «хвостовика» до забоя. Возможность свободного прохождения контролируется проверочным шаблоном, состоящим из трех обсадных труб Ø102(114) мм. Низ проверочного шаблона должен быть оборудован башмаком. При наличии посадок шаблона при спуске, необходимо дополнительно проработать ствол и добиться свободного его прохождения.

1.5.2 Бурильная колонна должна быть опрессована до начала спуска «хвостовика» на 25 МПа.

1.5.3 При спуске бурильной колонны на опрессовку производить шаблонировку бурильных труб. Минимальный внутренний диаметр бурильных труб должен быть 50(60) мм. Перед подъемом произвести взвешивание бурильной колонны (при движении вверх и вниз) с занесением записи в вахтовый журнал. Опрессованную бурильную колонну установить отдельно на площадке буровой.

1.5.4 Для подгонки «хвостовика» к отвороту и цементированию на буровой должны быть подгоночные патрубki из бурильных труб.

## 1.6 Порядок проведения работ при сборке и спуске нецементируемых «хвостовиков» Ø 102(114) мм.

### Вращение бурильной колонны при спуске «хвостовика» ЗАПРЕЩЕНО!

1.6.1 Сборку, спуск и крепление «хвостовика» производить согласно утвержденному плану работ, разработанному с учетом геологических и технологических условий.

1.6.2 Собрать и спустить «хвостовик» с оборудованием для крепления скважины нецементируемым хвостовиком с применением технологического оборудования согласно рисунку 2. Определить вес хвостовика по ГИВ и спустить в скважину на опрессованной на 25 МПа бурильной колонне. **Скорость спуска в эксплуатационной колонне – 0,8 м/с, в открытом стволе – 0,2 м/с.**

1.6.3 Спустить компоновку до забоя, промыть прямой промывкой одного объема скважины, определить полный вес инструмента по ГИВ (записать в вахтовом журнале).

1.6.4 Произвести отворот посадочного инструмента ПИ-102(114) от «хвостовика» по специальной левой резьбе.

#### Для отворота необходимо:

По ГИВу выбрать собственный вес бурильной колонны.

Разгрузить колонну на **2-3 т** меньше от собственного веса.

Провернуть бурильную колонну на **4-5 оборотов** по часовой стрелке для определения «пружины» и при ее отсутствии продолжить вращение до **15 свободных оборотов**.

Бурильную колонну с посадочным инструментом приподнять на **1-1,5 м**, проверяя свободное прохождение инструмента путем снижения веса всей колонны до величины собствен-

ного веса.

1.6.5 Бросить пробку продавочную (рисунок 2) в колонну бурильных труб и продавить пробку.

1.6.6 После того, как пробка продавочная достигнет и зафиксируется в пробке подвесной очищающей (рисунок 2) начинает расти давление - при давлении 10÷12 МПа разрушаются срезные винты, удерживающие пробку подвесную очищающую, она движется вместе с пробкой продавочной. Пробки, при прохождении через пакер, разрушают сбивные клапана 13 (рисунок 1), открывают канал 3 (рисунок 1), достигают «стоп»-кольца и фиксируются в нем. В обсадной колонне начинает расти давление, передающееся через радиальный канал 3 (рисунок 1) внутрь гидроцилиндра 6 (рис.1), который после разрушения срезных винтов 8 (рис.1) перемещается в сторону манжетного уплотнителя 5(рисунок 1) и своим конусом 9 (рис.1), входящим внутрь манжетного уплотнителя 5(рисунок 1), герметично прижимает его к стенкам скважины. При давлении 14,0÷16,0 МПа пакера срабатывают и надежно фиксируются.

1.6.7 Посадив ниппель, продавкой по затрубному пространству 5,0 МПа, определить герметичность верхнего ПЗГ-102(114)Г, затем поднять инструмент. Следует отметить, что по мере скопления осадков со стенок открытого ствола над нижним ПЗГ-102(114)ХОС происходит дополнительная герметизация

## **2 Техника и технология цементирования «хвостовиков» Ø102(114) мм.**

2.1 Последовательность сборки компоновки (рисунок 3): башмак проходной– обратный клапан – «стоп» - кольцо – ПЗГ – 102(114)ХОС – «хвостовик» – ПЗГ – 102(114)Г патрубок подгоночный (L=3000÷3500 мм) – посадочный инструмент.

2.2 Во избежание осложнений при возникновении высокого давления при цементировании, применяются пакеры ПЗГ-102(114), срабатывающие при высоких давлениях (18÷20 МПа). Необходимое давление срабатывания пакеров устанавливается заводом-изготовителем по заявке Заказчика.

2.3 Сборка посадочного инструмента аналогична выше описанной (п. 1.4).

Цементирование «хвостовика» производится после отсоединения от бурильной колонны, предварительно определив вес «хвостовика» и бурильной колонны по ГИВ с записью в вахтовом журнале.

2.4 Цементирование хвостовика с применением продавочной и очищающей пробки осуществляется по обычной технологии. Отличительной особенностью является одновременное срабатывание двух пакеров при повышении давления в «хвостовике» после получения «стоп», которое отмечается легким скачком давления.

2.5 Обратный переток цементного раствора в «хвостовик» предотвращается не только обратным клапаном, но и нижним ПЗГ-102(114)ХОС.

2.6 Над «головой» хвостовика цементный мост не оставляется. Наличие «кармана» над верхним ПЗГ-102(114)Г цементного кольца высотой ≈4 м обеспечивает надежную герметизацию «головы» хвостовика.

**2.7 Типовая схема компоновки технологического оборудования для крепления цементуемых «хвостовиков» Ø102(114) мм.**

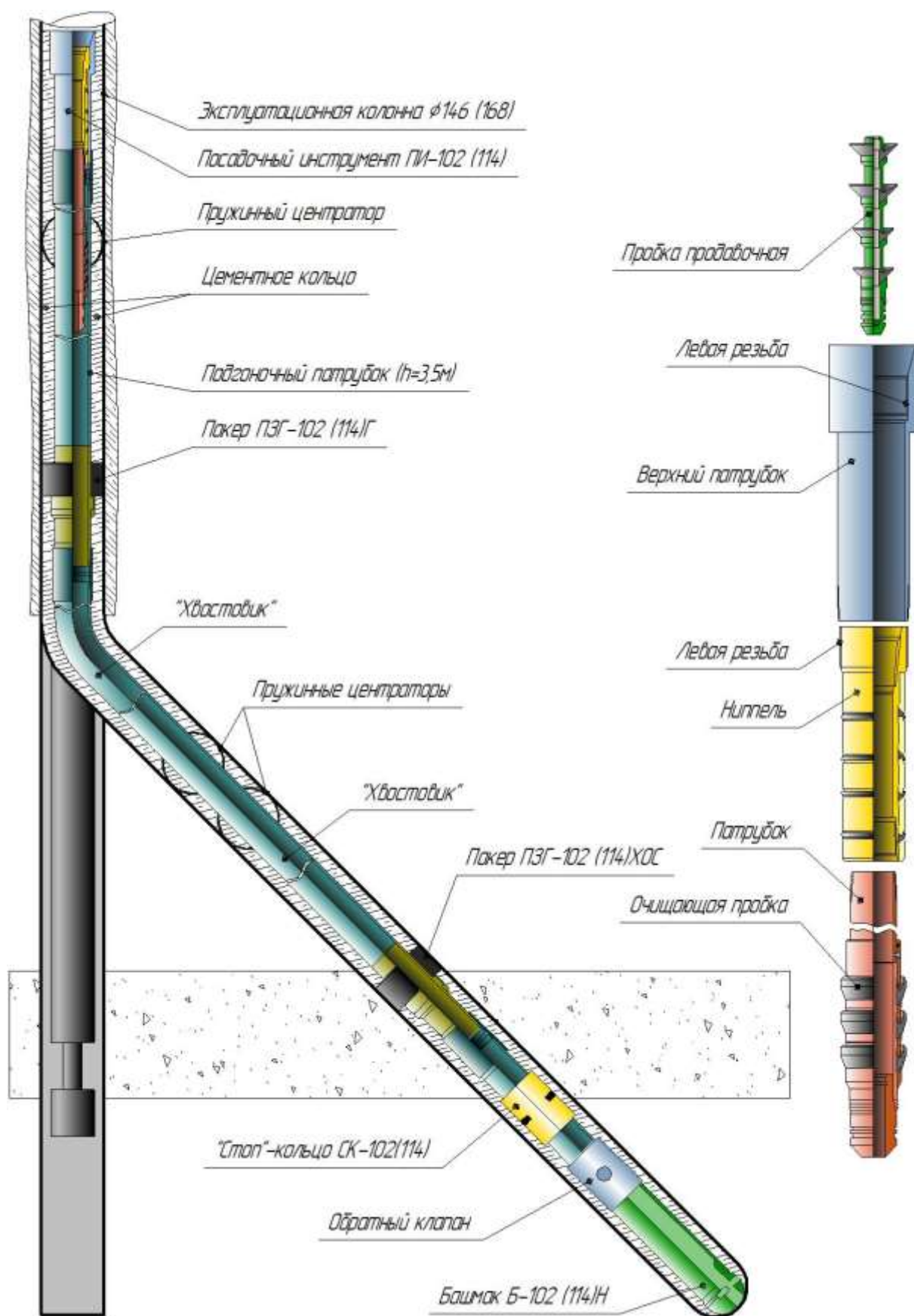


Рисунок 3 - Схема компоновки технологического оборудования для крепления цементуемых «хвостовиков» Ø 102(114) мм

## Основные преимущества

1. Конструкция пакеров обеспечивает надежное закрепление к стенкам скважины за счет гидравлического прижатия манжетного уплотнителя;
2. Наличие сбивного клапана позволяет исключить несанкционированное срабатывание пакера при повышенных давлениях промывки;
3. Включение в компоновку пружинного центратора обеспечивает не только центрирование «хвостовика», но и предотвращает самопроизвольное отсоединение «хвостовика» от посадочного инструмента при спуске и вращении «хвостовика» при его малой длине при отвороте по левой резьбе;
4. Наличие «кармана» над верхним ПЗГ-102(114)Г цементного кольца высотой  $\approx 4$ м обеспечивает надежную герметичность «головы» хвостовика.
5. Башмак оборудован наконечником с соплом торцев которого снабжен промывочными каналами и штырями из твердого сплава для предотвращения вращения хвостовика при отсоединении от бурильных труб.
6. Все конструктивные элементы просты в изготовлении и обслуживании;
7. Невысокая стоимость оборудования по сравнению с другими производителями аналогичного оборудования.

Вскрытие продуктивных пластов рекомендуется **гидромеханическим перфоратором ПГМ-102(114) (ООО «Нефтяник»)** с созданием отверстий большого сечения в щадящем режиме с сохранением достигнутого качества разобщения пластов. При этом за один спуск ПГМ-102(114) создается возможность кислотной обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта, освоение свабированием, снятие кривой восстановления уровня (КВУ), что обеспечивает сокращение спускоподъемных операций (СПО) и полную окупаемость затрат на перфорацию.

**За дополнительной информацией можно обратиться:**

**Доктор технических наук, заслуженный изобретатель РФ**

**Габдуллин Рафагат Габделвалиевич,**

**телефон 8(906)117-94-80**