

Содержание

	Введение.....	3
1	Состав и назначение технологического оборудования для крепления нецементируемых (цементируемых) хвостовиков» Ø 102 мм	3
	1.1 Состав технологического оборудования.....	3
	1.2 Назначение и технические характеристики технологического оборудования для крепления нецементируемых хвостовиков Ø 102 м с разделением ГС на участки.....	4
	1.3 Схема компоновки технологического оборудования для крепления нецементируемых хвостовиков Ø 102 мм.....	9
	1.4 Выбор интервала установки пакеров ПЗГ-102ХОС.....	9
	1.5 Основные требования к бурильным трубам и стволу скважины.....	10
	1.6 Порядок проведения работ при сборке и спуске нецементируемых хвостовиков Ø 102 мм.....	11
2	Техника и технология крепления верхней части «хвостовика» при использовании целевых фильтров в ГС.....	12
3	Техника и технология цементирования «хвостовиков» Ø102 мм.....	13
	Основные преимущества.....	15

ИНСТРУКЦИЯ

по креплению Ø 102 мм хвостовиков с применением технологической оснастки ООО «Нефтяник»

(импортозамещение, альтернатива водонабухающим пакерам)

Введение

Крепление бокового горизонтального стволов (БГС, ГС) с применением водонабухающих пакеров имеет ряд недостатков:

- длительный простой (до 15 суток и более) скважин в ожидании набухания пакеров;
- процесс водонабухания не управляемый;
- невозможность цементирования хвостовиков;
- дороговизна пакеров.

Пакеры за колонные гидравлические ПЗГ – 102Г для «головы» Ø102 мм хвостовика в 146 мм эксплуатационной колонне и ПЗГ – 102ХОС для открытого ствола Ø124 мм являются альтернативой водонабухающим пакерам и не имеют вышеуказанные недостатки.

Конструкция пакеров не сложная, технология их монтажа проста, их посадка происходит одновременно, гидравлическим способом, под давлением 14,0 – 16,0 МПа.

Технология предусматривает разделение БГС и ГС в зависимости нефтеводонасыщенности на участки с цементованием и без него.

Инструкция предназначена для работников, занимающихся строительством и ремонтом скважин.

1 Состав и назначение технологического оборудования для крепления Нецементируемых (цементируемых) «хвостовиков» Ø 102 мм

1.1 Состав технологического оборудования

Технологическая оснастка оборудования представлена в таблице 1.

Таблица 1

Наименование	Нецементируемый хвостовик, шт.	Цементируемый хвостовик, шт.	Изготовитель
1	2	3	4
Пакер за колонный гидравлический ПЗГ-102Г (для «головы» хвостовика в Ø146 мм э/к)	1	1	ООО «Нефтяник»
Пакер за колонный гидравлический ПЗГ-102ХОС (для открытого ствола)	В зависимости от количества участков для разобщения.		ООО «Нефтяник»
Посадочный инструмент ПИ-102	1		ООО «Нефтяник»
Пробка подвесная очищающая ППО-102	1	1	ООО «Нефтяник»
Пробка продавочная ПП - 102	1	1	ООО «Нефтяник»

1	2	3	4
Подгоночный патрубок Ø102(L=3÷3,5 м)	1	1	Заказчик
Стоп-кольцо	1	1	ООО «Нефтяник»
Фильтр для бесперфораторного вскрытия с применением кислоторастворимых заглушек (ОРВ -102)	+	+	ООО «Нефтяник»
Башмак с центральным циркуляционным каналом Б – 102Н	1	1	ООО «Нефтяник»
Обратный клапан	-	1	Заказчик
Центратор пружинный 102/140	определяет заказчик	определяет заказчик	Заказчик

1.2 Назначение и технические характеристики технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102 мм

1.2.1 Пакер заколонный гидравлический ПЗГ-102Г, ПЗГ-102ХОС (рисунок 1) обеспечивает герметичное разобщение интервалов заколонного пространства в скважинах и устанавливается для:

- разделения горизонтального и бокового ствола на участки в зависимости от нефтеводонасыщенности;
- обеспечения герметичности «головы» хвостовика в обсадной колонне (ПЗГ-102Г)
- разобщения пластов в заданных интервалах;
- защиты цементного камня от ударной волны при перфорации;
- сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта, путем отсечения столба цементного раствора.
- разобщения интервалов в ГС с последующим проведением избирательного ГРП.

Пакеры заколонные гидравлические ПЗГ-102Г, ПЗГ-102ХОС навинчивается на хвостовик по резьбе ОТТМ.

Таблица 2 - Технические характеристики ПЗГ-102Г, ПЗГ-102ХОС

Наименование показателей	Значение	
	ПЗГ-102Г	ПЗГ-102ХОС
1	2	3
Номинальный диаметр э/к, ствола, мм	130	124
Максимальная температура, °С	100	
Максимальный перепад давления на пакер, МПа	15,0	
Габаритные размеры, мм:		
- максимальный диаметр по корпусу	124	118
- диаметр проходного канала	90	88
- длина пакера	710	710
Максимальный диаметр уплотнительного элемента после срабатывания пакера, мм	144	136
Давление срабатывания пакера, МПа	14,0 – 16,0	
Масса, кг, не более	22	21
Присоединительная резьба ОТТМ ГОСТ 632-80:	Ø102	
Наибольшая интенсивность набора или спада кривизны ствола скважины	Не более 2 градуса на 10 м.	
Примечание - Наличие каверн по стволу скважины в интервале установки изделия не допускаются		

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

Посадочный инструмент ПИ-102 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 длиной L=2000 мм для обеспечения расхаживания колонны бурильных труб. В нижней части патрубка НКТ-60 на срезных винтах подвешивается пробка подвесная очищающая ППО-114.

Посадочный инструмент ПИ-102 соединяется с подгоночным патрубком.

Таблица 3 - Технические характеристики ПИ - 102

Наименование показателей	Значение
Корпус: - диаметр наружный, мм; - длина, мм; - диаметр воронки наружный, мм; - диаметр воронки внутренний, мм; - присоединительная резьба; - вес, кг, не более.	102 не более 510± 2 – 3 не более 124 не более 76 Tr-108x5 (левая) 22
Ниппель: - диаметр наружный, мм; - длина, мм; - присоединительная резьба к корпусу; - присоединительная резьба к бурильной трубе; - присоединительная резьба к патрубку 73 мм; - вес, кг, не более	76 485 Tr-108x5 (левая) 3-86 ГОСТ 5286-75 НКТ60 ГОСТ633-80 11,5

1.2.3 Пробка продавочная ПП-102 предназначена для перекрытия проходного отверстия в пробке подвесной очищающей и приведения его в действие (таблица 4).

Таблица 4 - Технические характеристики ПП - 102

Наименование показателей	Значение
Условный диаметр «хвостовика», мм	102
Внутренний диаметр проходного канала бурильных труб, мм	50
Наружный диаметр манжет	
первый ярус, мм	53
второй ярус, мм	66
Длина, мм	315
Масса, кг	2,4

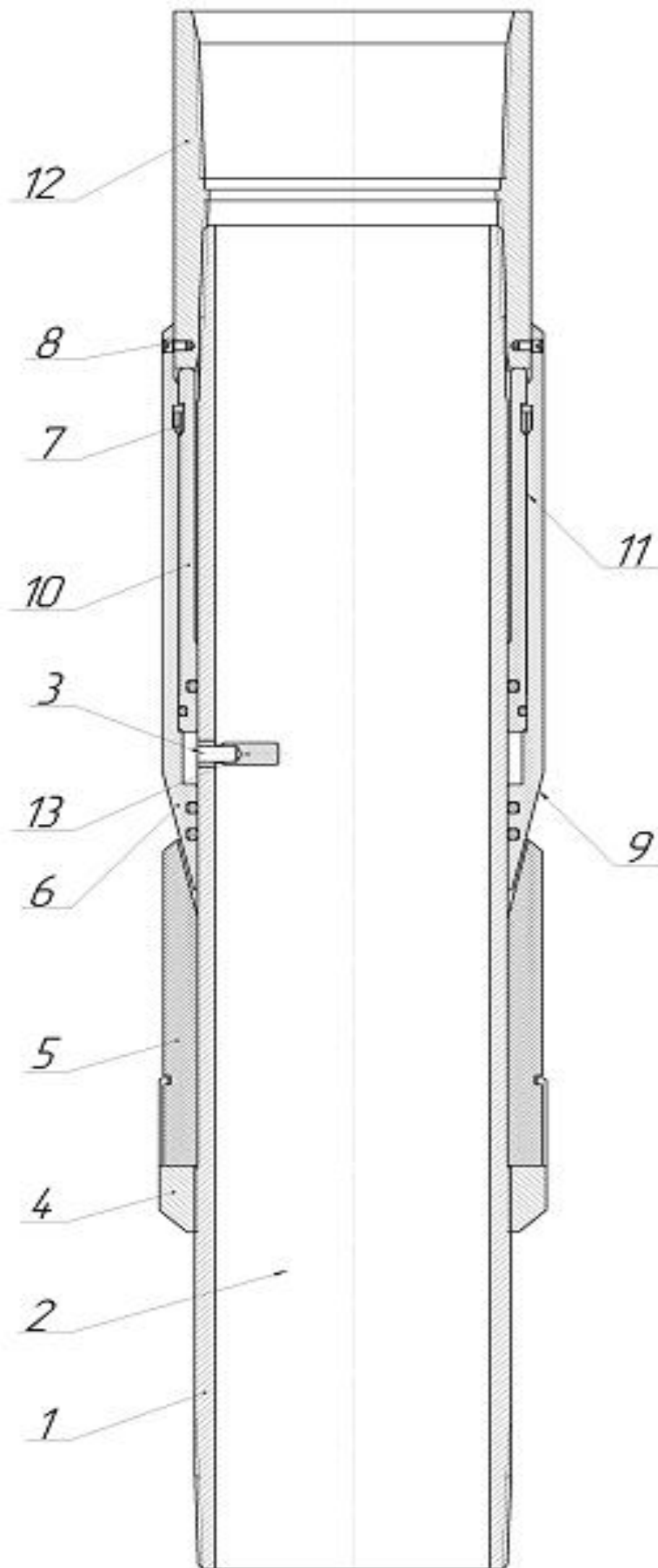


Рисунок 1 – Пакер закоронный гидравлический ПЗГ-102Г (ПЗГ-102ХОС)

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.

1.2.4 Пробка подвесная очищающая ППО-102 предназначена для разрушения сбивных клапанов ПЗГ-102Г, ПЗГ-102ХОС при прохождении от посадочного инструмента до «стоп» - кольца (таблица 5).

Таблица 5 - Технические характеристики ППО - 102

Показатели	Значение
Условный диаметр «хвостовика», мм	102
Диаметр проходного канала, мм	50
Наружный диаметр манжет, мм	92
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

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

1.2.6 Стоп-кольцо СК-102 предназначено для посадки и фиксации подвесной очищающей и продавочной пробок. Муфта стоп - кольца навинчивается на хвостовик Ø102 мм по резьбе ОТТМ-102ГОСТ 632-80 (таблица 6).

Таблица 6 - Технические характеристики СК - 102

Показатели	Значение
Наружный диаметр корпуса, мм	102
Диаметр проходного канала, мм	74
Длина корпуса, мм	300
Присоединительная резьба: - со стороны устья; - со стороны забоя .	ОТТМ-102 ГОСТ 632-80 муфта нипель
Масса, кг	4,5

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 Б-102Н (конструкция ООО «Нефтяник») 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 7).

Таблица 7 - Технические характеристики Б-102Н

Наименование показателей	Значение
Наружный диаметр корпуса, мм	102
Внутренний диаметр корпуса, мм	90
Диаметр проходного канала сопла наконечника, мм	40
Присоединительная резьба:	Муфта ОТТМ-102 ГОСТ 632-80
Длина, мм	500±5
Масса, кг	15

1.2.9 Центратор пружинный разборный типа ЦПР (ЦПН-102/140) предназначен для центрирования хвостовика в стволе скважины и одновременно служит для предотвращения вращения хвостовика при отвороте.

1.2.10 Фильтры ОРВ-102 (конструкции ООО «Нефтяник») для бесперфораторного вскрытия участков ГС с растворением магниевых заглушек кислотой (см. ПС) и последующей ОПЗ. Стальные втулки фильтра выполняют роль центраторов в ГС. ОРВ-102 в условиях ПБО ООО «Нефтяник» опрессовываются на 20.0 МПа.

1.3 Схема компоновки технологического оборудования для крепления нецементируемых «хвостовиков» Ø 102 мм с разделением ГС на участки

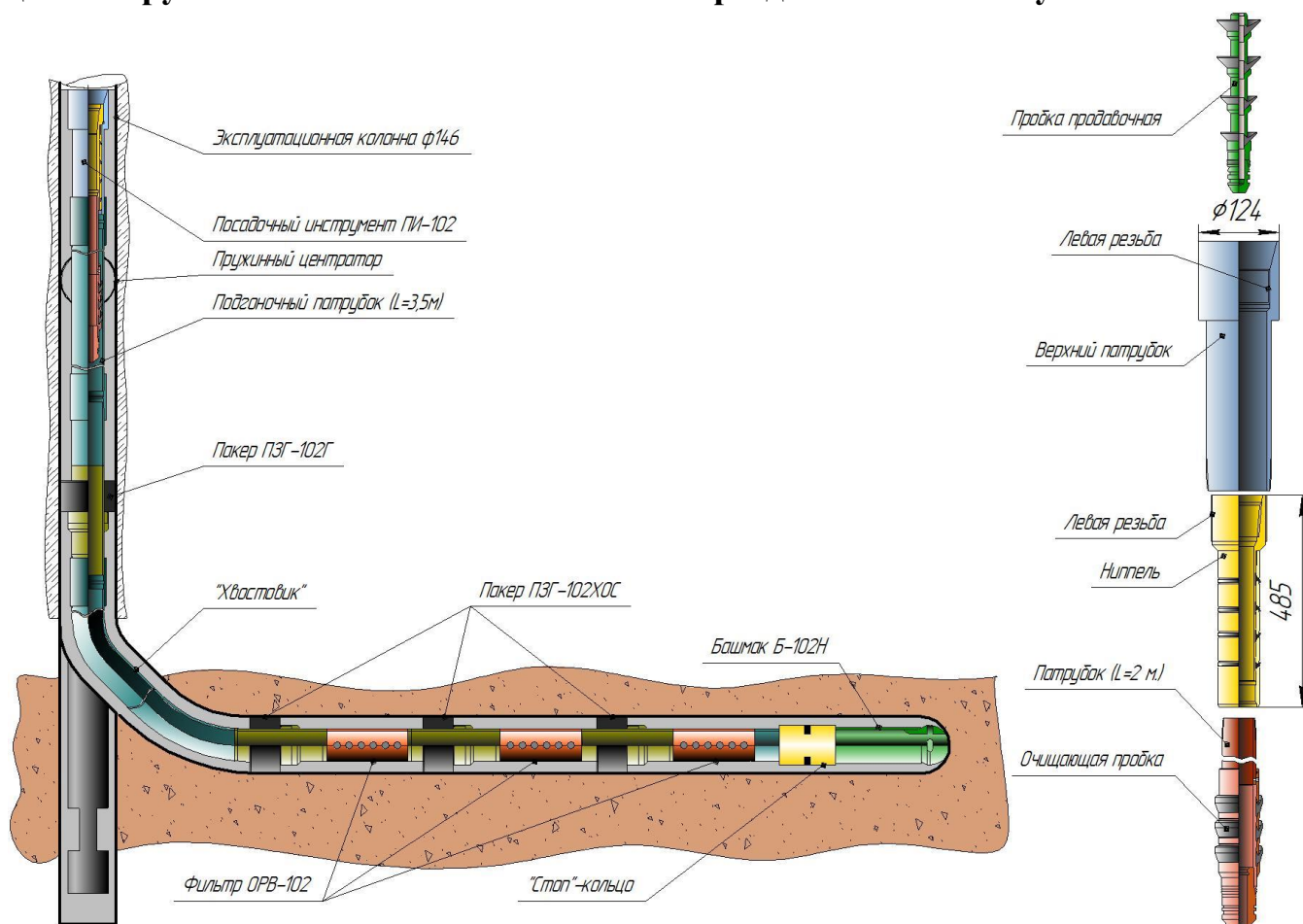


Рисунок 2 - Схема разобщения пласта в горизонтальном стволе.

Основные преимущества

1. Применение специальной левой резьбы обеспечивает безаварийное и гарантированное освобождение от хвостовика.
2. Конструкция пакеров ПЗГ-102 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. Башмак оборудован наконечником с соплом, торец которого снабжен промывочными каналами и штырями из твердого сплава для предотвращения вращения хвостовика при отсоединении от буровых труб.
5. Все конструктивные элементы просты в изготовлении и обслуживании.
6. Невысокая стоимость оборудования по сравнению с другими производителями аналогичного оборудования.

1.4 Выбор интервала установки пакеров ПЗГ-102ХОС

1.4.1 Необходимость установки и выбор интервала установки пакеров осуществляется геологической и технологической службой НГДУ на основе данных геофизического исследования скважины (ГИС).

1.4.2 При выборе интервала установки пакеров необходимо учитывать диаметр ствола скважины. Максимально допустимое увеличение диаметра ствола скважины в интервалах посадки пакера – не более 4 мм от номинала. Наибольшая интенсивность набора или спада кривизны ствола скважины – не более 2 градусов на 10 м. Устанавливать пакера в интервалы размывов и каверн запрещается.

1.4.3 Пакера устанавливать в интервалах плотных пропластков, которые интерпретируются и выделяются по результатам геофизических исследований скважин (ГИС).

1.4.4 С учетом результатов исследований геологической и технологической службой НГДУ подбирается компоновка хвостовика, обеспечивающая разделение горизонтального ствола на перспективные для эксплуатации интервалы, изоляцию водонасыщенных и обводненных интервалов.

Сборка посадочного инструмента ПИ-102

Перед отправкой технологического оборудования на буровую произвести сборку посадочного инструмента ПИ-102 с патрубком подгоночным на базе производственного обслуживания предприятия – потребителя (БПО).

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

На муфте ниппеля изготовлена специальная левая резьба. Ниппельс 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.**

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 пакера заколонного гидравлического ПЗГ-102 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 Для подготовки ствола к спуску хвостовика с пакерами провести проработку горизонтального ствола следующей компоновкой:

- долото, гантелеобразный калибратор (или полноразмерный спиральный калибратор, двухметровое УБТ, калибратор), переводник, бурильные трубы.

В случае посадок инструмента и сужения ствола скважины использовать расширитель в компоновке низа бурильной колонны.

1.5.2 Пробуренный ствол скважины должен обеспечивать свободное прохождение «хвостовика» до забоя. Возможность свободного прохождения контролируется проверочным шаблоном,

состоящим из трех обсадных труб Ø102 мм. Низ проверочного шаблона должен быть оборудован башмаком Б – 102Н. При наличии посадок шаблона при спуске, необходимо дополнительно проработать ствол и добиться свободного его прохождения.

1.5.3 Проработать открытый ствол скважины в интервале от низа эксплуатационной колонны до забоя скважины с промывкой и вращением инструмента до свободного прохождения без посадок. Механическая скорость проработки в местах посадок не более 15 м/час. перед наращиванием инструмента проводить промывку в количестве не менее 1,5 объема с 3 – х кратной проработкой в местах посадок и расхаживания инструмента на длину квадрата. В процессе работ вести учет поглощения жидкости.

1.5.4 При спуске бурильной колонны на опрессовку производить шаблонировку бурильных труб. Минимальный внутренний диаметр бурильных труб должен быть 50 мм. Перед подъемом произвести взвешивание бурильной колонны (при движении вверх и вниз) с занесением записи в вахтовый журнал. Бурильная колонна должна быть опрессована до начала спуска «хвостовика» на 25 МПа. Опрессованную бурильную колонну установить отдельно на буровой площадке.

1.5.5 После проработки до забоя, приподнять инструмент на 20 м, выдержать 1 час. С целью шаблонировки горизонтального ствола, спустить компоновку до забоя скважины без промывки со скоростью не более 1 м/с. Поднять компоновку с доливом скважины при подъёме. Допускается в качестве шаблонировки проводить спуск 3 – 5 труб хвостовика с имитатором ПЗГ-102ХОС.

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

1.5.7 В случае заполнения скважины буровым раствором для повышения степени вытеснения, снизить вязкость бурового раствора во время промежуточных промывок. Во время спуска промежуточные промывки производить каждые 500 м в обсаженном стволе, и 300 м в открытом стволе следя за параметрами бурового раствора.

1.5.8 По требованию заказчика проверку герметичности пакера ПЗГ-102 головной части хвостовика проводить опрессовкой закачкой технической жидкости в пространство между эксплуатационной колонной и колонной НКТ, при посаженном ниппеле на голову хвостовика. Минимальным и достаточным давлением опрессовки является 5,0 МПа без потери давления в течение 30 мин.

1.6 Порядок проведения работ при сборке и спуске нецементируемых хвостовиков Ø 102 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 Ø 102 мм с применением технологического оборудования согласно рисунку 2. Определить вес хвостовика по ГИВ и спустить в скважину опрессованной на 25 МПа бурильной колонне. **Скорость спуска в Ø146 мм 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 от «хвостовика» по специальной левой резьбе.

Для отворота необходимо:

По ГИВу выбрать собственный вес бурильной колонны.

Разгрузить колонну на **1,0-1,5 т** меньше от собственного веса.

Проверить 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 собственного веса. Ниппель посадить в корпус ПИ-102, разгрузить инструмент.

1.6.5 Бросить пробку продавочную (рисунок 2) в колонну бурильных труб и продавить пробку, расчетным количеством жидкости.

1.6.6 После того, как пробка продавочная достигнет и зафиксирована 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 пакеры, разрушают сбивные клапана 13 (рисунок 1), открывают канал 3 (рисунок 1), достигают «стоп»-кольца и фиксируются в нем. В хвостовике 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 все пакера срабатывают и надежно фиксируются.

1.6.7 Посадив ниппель, продавкой по затрубному пространству 5,0÷6,0 МПа, определить герметичность верхнего ПЗГ-102; затем поднять инструмент с ПИ-102.

1.6.8 Спустить колонну 73 мм НКТ с ограничителем до забоя (на случай свабирования), промыть хвостовик, закачать расчетное количество соляной кислоты с ПАВ, продавить до фильтров ОРВ-102(растворение магния 8 часов), ОПЗ + Освоение скважины свабированием.

2 Техника и технология крепления верхней части «хвостовика» при использовании щелевых фильтров в ГС.

При отсутствии необходимости разделения ГС на участки и применения щелевых фильтров, верхняя часть Ø102 мм хвостовика может быть закреплена без цементирования самым малозатратным способом с применением ПЗГ-102 – 1 ед., для герметизации головы хвостовика и ПЗГ-102ХОС – 1 ед. открытого ствола выше щелевого фильтра (рисунок 3).

Низ хвостовика оснащается обычным башмаком, а над «головой» щелевого фильтра устанавливается «стоп - кольцо» + ПЗГ102ХОС.

Пакера сажаются с применением ПИ-102 и цементировочной и очищающей пробки. После этого «стоп - кольцо» и пробка разбуриваются и скважина вводится в эксплуатацию.

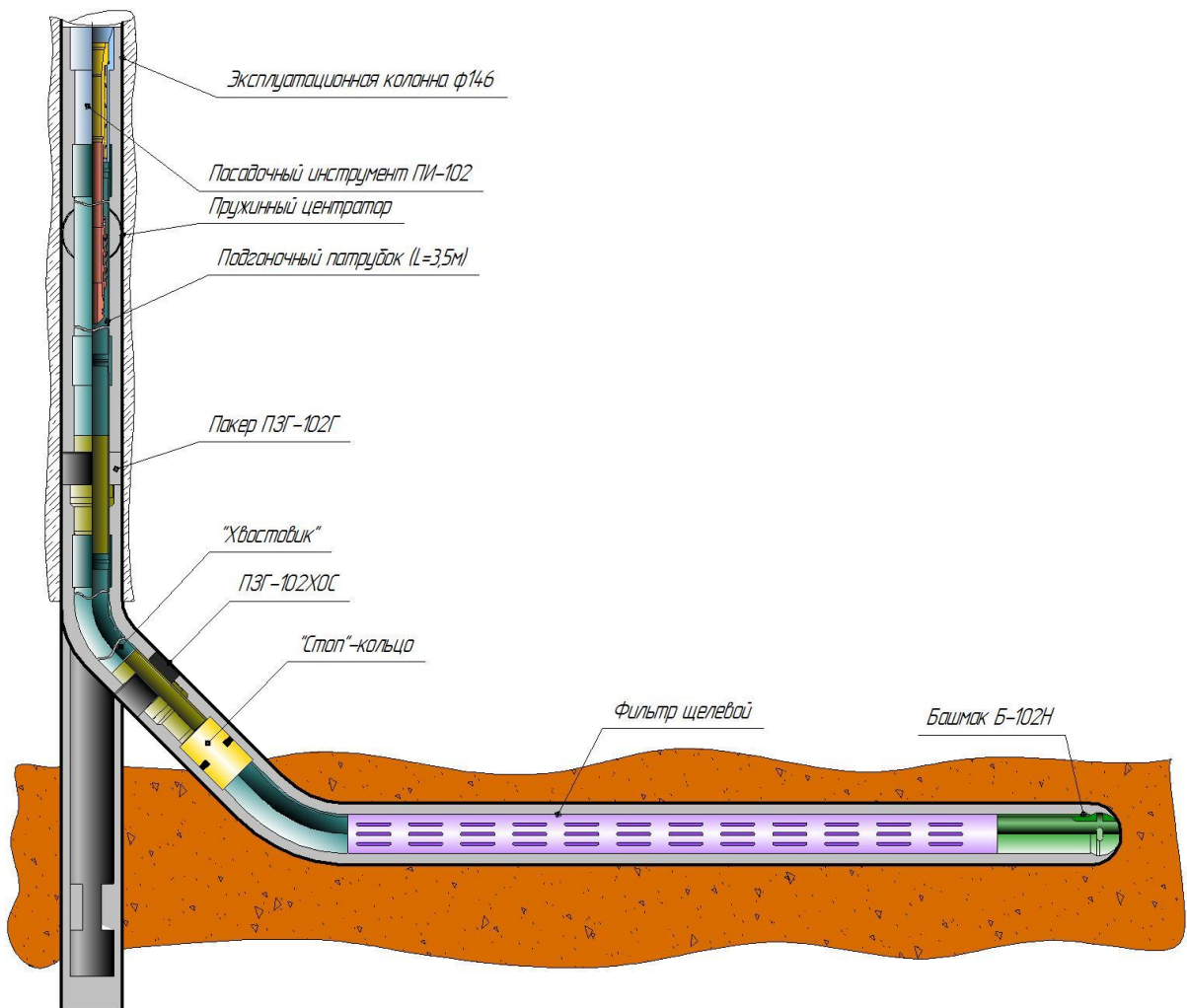


Рисунок 3 - Схема компоновки технологического оборудования для крепления верхней части «хвостовиков» Ø 102 мм.

3 Техника и технология цементирования хвостовика Ø102 мм

Технология применяется при наличии в ГС водоносных интервалов или при необходимости ГРП.

3.1 Последовательность сборки компоновки (рис. 4) отличается от нецементируемого хвостовика наличием в компоновке обратного клапана, устанавливаемого над башмаком (рис. 4).

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

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

3.3 Цементирование хвостовика с применением продавочной и очищающей пробок осуществляется по обычной технологии.

3.4 Обратный переток цементного раствора в «хвостовик» предотвращается не только обратным клапаном, но и всеми ПЗГ-102ХОС.

3.5 Наличие «кармана» над верхним ПЗГ-102 цементного кольца высотой ≈4 м обеспечивает надежную герметизацию «головы» хвостовика дополнительно к ПЗГ-102 (рисунок 4).

3.6 Отсечение обводненных интервалов ГС не только с пакерами ПЗГ-102ХОС, но и дополнительно цементированием обеспечивает надежную герметичность разобщения, водоносных участков при необходимости и успешного избирательного ГРП. Для этого в оснастку (рисунок 5) включают необходимое количество муфт ГРП.

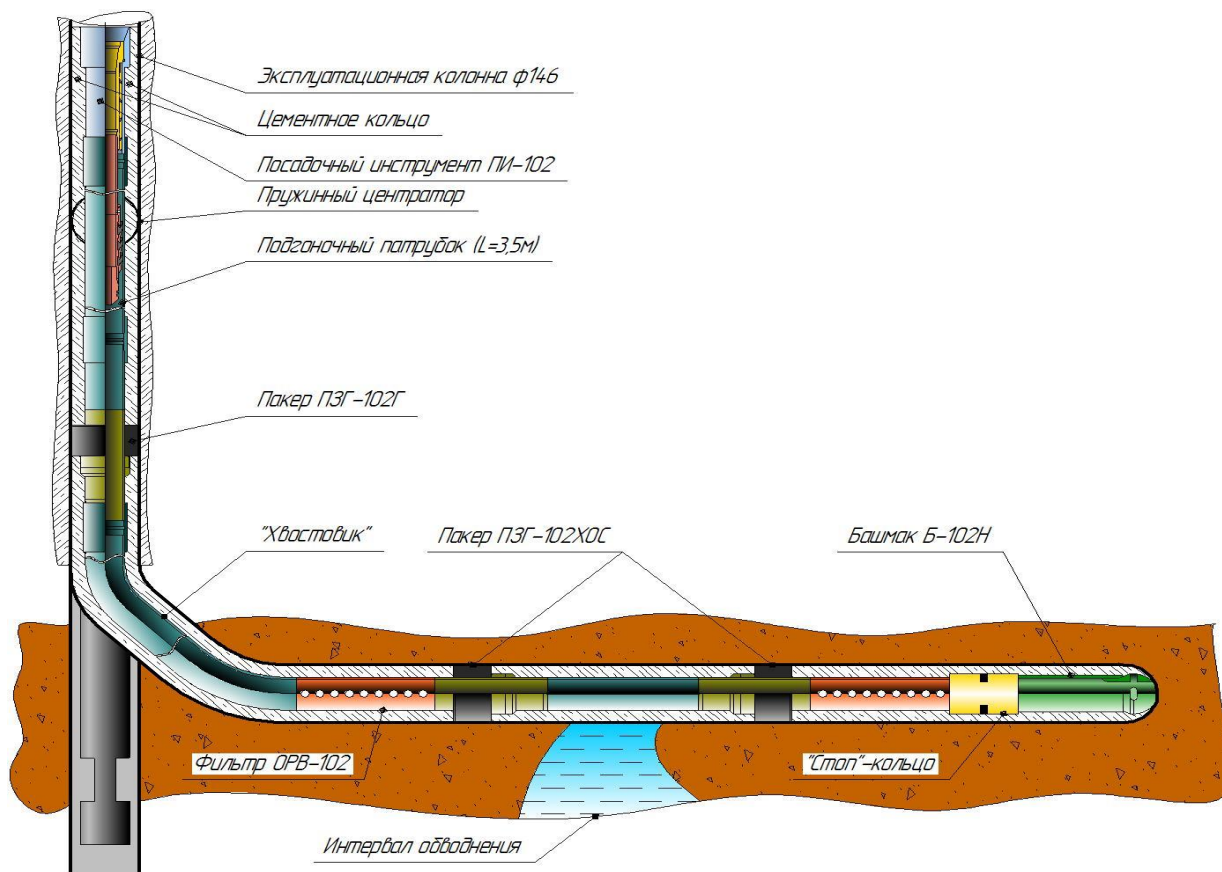


Рисунок 4 - Схема компоновки технологического оборудования для крепления цементуемых «хвостовиков» Ø 102 мм с отсечением обводненных интервалов в ГС

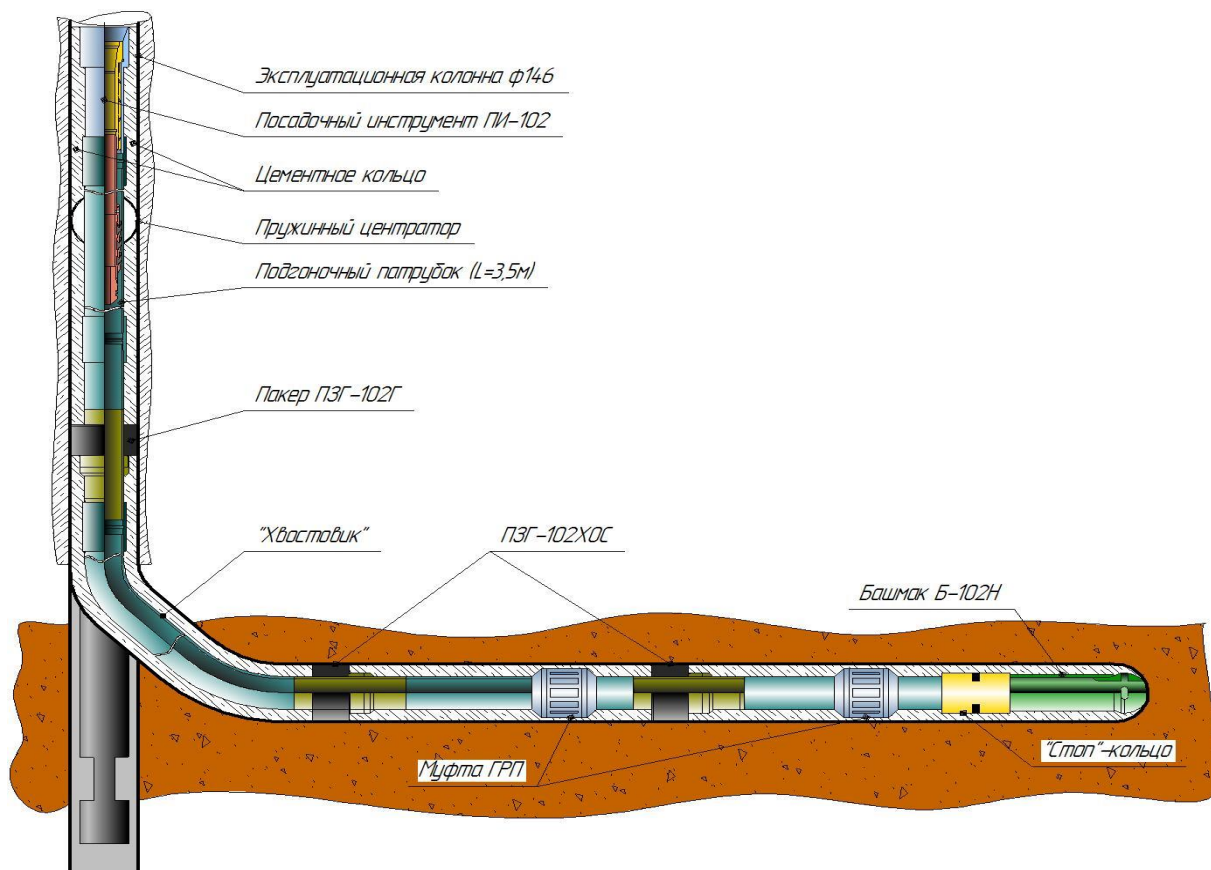


Рисунок 5 - Схема компоновки технологического оборудования для цементуемых «хвостовиков» Ø 102 мм с муфтами ГРП в ГС с расчленением на участки.

Основные преимущества

1. Конструкция заколонных 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. Конструкция пакеров позволяет цементирование хвостовиков до разделения ГС пакерами, что невозможно известным пакерам, в т. ч. и водонабухающими.
4. Наличие «кармана» над верхним ПЗГ-102Г цементного кольца высотой ≈ 4 м обеспечивает надежную герметичность «головы» хвостовика.
5. Башмак оборудован наконечником с соплом, торец которого снабжен промывочными каналами и шипами 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.

Предлагаемые оборудования и материалы не требуют специальных правил по технике безопасности, промсанитарии и охране природы

За дополнительной информацией можно обратиться:

Доктор технических наук, заслуженный изобретатель РФ

Габдуллин Рафагат Габделвалиевич,

телефон 8(906)117-94-80

КОНТАКТЫ:

423230, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Чайковского, 25/1

Телефон/факс: (85594) 75-103; 75-104

E-mail neftyanik.b@yandex.ru