



ООО «Нефтяник»

РФ, 423230, Республика Татарстан, г. Бугульма,

ул. Чайковского, 25

тел. (факс) (85594) 75-103; 75-104; 75-105

<mailto:neftyanik.b@yandex.ru>

<http://нефтяникрт.рф/>

О НЕКОТОРЫХ РАЗРАБОТКАХ ООО «НЕФТЯНИК»



На интересующие вопросы по
технологиям Вам ответит:
Габдуллин Рафагат Габделвалиевич -
доктор технических наук, заслуженный
изобретатель России
(906) 117-94-80

Содержание

Номер слайда	Наименование слайда
4	Пакеры разбуриваемые ПР-К и ПР-Г для 140; 146; 168; 178 мм э/к и 102 (114) мм хвостовиков
9	Пакеры разбуриваемые ПРОС-К-115(135)Я, ПРОС-Г-115(135)Я, ПРОС-К-195Я, ПРОС-Г-195Я и посадочный инструмент ПИ-112(168)ОС для открытого ствола нефтяных и газовых скважин
12	Эксплуатационные разбуриваемые пакера ПРЭ-146(168)Я для 146 и 168 мм э/к
17	Пакер заклонный гидравлический ПЗГ-102(114; 146; 168; 178; 245)
21	Муфта ступенчатого цементирования с пакером МСЦП-102(114; 146; 168)
23	Щадящие способы вторичного вскрытия пластов
24	Бесперфораторный способ вскрытия пластов– химический (с применением магниевых заглушек)
25	Бесперфораторный способ вскрытия пластов в режиме депрессии – механический (с применением полых заглушек)
28	Перфорация эксплуатационных колонн и хвостовиков с применением гидромеханических перфораторов ПГМ-102(114; 127; 146; 168)
30	Клапан опрессовочный КО-60(73; 86)
31	Разделитель надпакерный РН-60(73)
32	Разделитель жидкости надпакерный РЖН-80(90)
33	Уравнительный байпасный клапан скважинный УБКС-118
34	Отсекатель забоя ОЗ-146(168)
36	Гидромеханический скребок наддолотный СН-140(146, 168, 178)М, СН-102(114)М
38	Устройство разъединительное гидравлическое УРГ-102/146 (114*/146, 114/168, 120/168)
39	Якорь для винтовых насосов ЯВНМ-114 (146, 168)
40	Фильтр скважинный щелевой (ФСЦ)
41	Дозатор глубинный гравитационный (ГГД)

Уважаемые коллеги!

ООО «Нефтяник» на рынке нефтяной промышленности успешно работает более 20 лет, создает новое оборудование и технологии в области строительства и капитального ремонта скважин, производит изготовление и поставку заказчиком. При необходимости осуществляет обучение и авторский надзор при внедрении оборудования и технологий на объектах заказчика, гарантирует поставку запасных частей к оборудованию в течение всего срока эксплуатации.

ООО «Нефтяник» выполняет НИОКР по актуальным проблемам нефтяной промышленности. Под руководством доктора технических наук, заслуженного изобретателя России Габдуллина Р.Г. и конструкторской группы разработки постоянно совершенствуются, создаются новые.

Основной целью ООО «Нефтяник» является удовлетворение потребности Заказчика продукцией, соответствующей их требованиям.

Благодаря использованию передовых технологий, современного оборудования и материалов в сочетании с богатым научным и производственным опытом высококвалифицированных специалистов, ООО «Нефтяник» выпускает конкурентоспособную продукцию высокого качества по приемлемым ценам.

Наши специалисты в области скважинных технологий помогают заказчикам в выборе наиболее эффективного и приемлемого оборудования, а служба сбыта предприятия обеспечивает его своевременную поставку. Благодаря достигнутым результатам ООО «Нефтяник» имеет репутацию надежного партнера.

Важным элементом деятельности ООО «Нефтяник» является приверженность принципам партнёрства с Заказчиками, использующими наше оборудование.

Все выпускаемое оборудование защищено патентами РФ.

С надеждой на взаимовыгодное сотрудничество

Осинкин Игорь Владимирович

Директор



**Разбуриваемые пакеры
ПР-К-Я и ПР-Г-Я
для 140,146,168,178 мм
эксплуатационных
колонн и
102 (114) мм
хвостовиков**

РАЗБУРИВАЕМЫЕ ПАКЕРАЫ ПР-К И ПР-Г ДЛЯ 140,146,168,178 ММ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН И 102 (114) ММ ХВОСТОВИКОВ

Низкая эффективность ремонтно-изоляционных работ с применением извлекаемых пакеров обусловлена тем, что при их снятии с места посадки до отверждения тампонажных растворов, как правило, сопровождается выходом последних из объекта изоляции, что неизбежно приводит к снижению качества изоляции.

Успешность ремонтно-изоляционных работ существенно возрастает при формировании изолирующих экранов тампонированием давлением с применением разбуриваемых пакеров, когда процессы продавливания тампонажных растворов за эксплуатационную колонну и их отверждения следуют друг за другом.

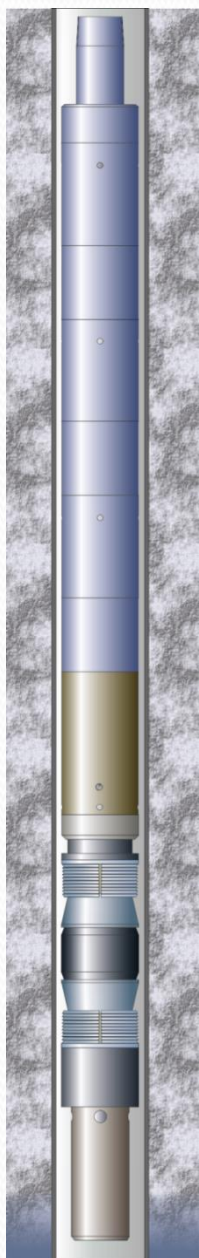
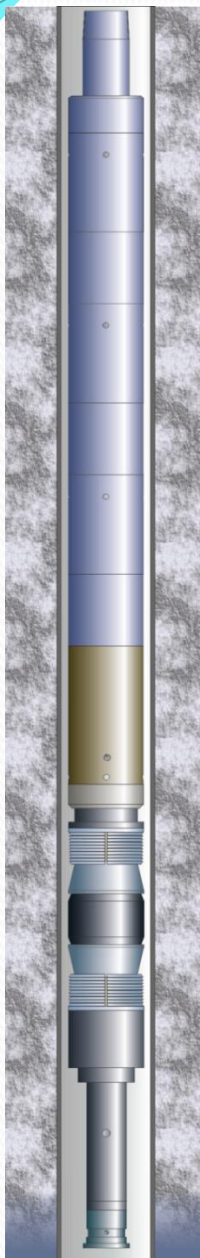
Оборудование состоит из посадочного инструмента ПИ-82(90,112), пакера разбуриваемого клапанного ПРК-102(114,140,146,168,178)-Я или пакера разбуриваемого глухого ПРГ-102 (114, 140, 146, 168,178)-Я.

Усовершенствованная конструкция разбуриваемых пакеров ПРК-102(114, 140, 146, 168,178)-Я, ПРГ-102(114)-Я снабжена двухсторонним якорем для надёжной фиксации пакера от возможных перемещений при создании знакопеременных нагрузок в процессе технологических операций. Пакеры всех типоразмеров изготавливаются из легкоразбуриваемых материалов: чугуна и дюралюминиевого сплава.

Конструкция клапана позволяет работать над пакером и под пакером, после закрытия клапан герметичен при давлении сверху и снизу. Пакер разбуривается обычным долотом за 3-4 ч. Повышается успешность РИР на 25-30 %.

Посадка разбуриваемых пакеров гидравлическая и производится с помощью посадочных инструментов ПИ-82(90,112), при этом, усовершенствованная конструкция позволяет колонне НКТ заполняться при спуске в скважину и исключает оставление цементного раствора внутри посадочного инструмента (ПИ) в процессе тампонажных работ, что облегчает последующую разборку ПИ, повышает ресурс его эксплуатации.

Срок службы посадочного инструмента ПИ-82(90,112) не менее 10 скв/опер.



Пакеры выпускаются в двух модификациях:

1. ПРК-102(114)Я и ПРК-140(146,168,178)Я - с клапаном
2. ПРГ-102(114)Я и ПРГ-140 (146, 168,178)Я – пакер глухой, без клапана,

1. ПРК-102(114,140,146,168,178)Я – с клапаном, используемый для выполнения заливочных работ, при этом клапан пакера имеет фиксируемую конструкцию двухстороннего действия, которая выдерживает перепады давления до 35,0 МПа и позволяет производить работы с созданием повышенных давлений в эксплуатационной колонне выше пакера в процессе ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

Пакер разбуриваемый
 в сборе с посадочным
 инструментом
 ПР-К-102(114)Я
 ПР-К-
 140(146,168,178)Я

Пакер разбуриваемый
 в сборе с посадочным
 инструментом
 ПР-Г-102(114)Я
 ПР-Г-
 140(146,168,178)Я



2. ПРГ-102(114, 140, 146, 168, 178)-Я – пакер глухой, без клапана, используемый в качестве мостовых пробок:

- для временного отключения ствола скважины или её части на время проведения ремонтных работ;
- для отключения ствола скважины или её части на длительное время, в т.ч. при консервации скважин;
- для защиты нижележащих пластов от высоких давлений при ГРП (гидравлический разрыв пласта) и т.д.

Возможные варианты использования разбираемых пакеров

1. Отключение нижних обводнившихся пластов с применением тампонажного материала и без него, временное отключение нижнего пласта.
2. Отключение «верхних» и «средних» пластов тампонирующими материалами с применением двух пакеров.
3. Временное отключение пластов при восстановлении герметичности колонн, исследовании верхних пластов и других подобных операциях, поэтапное наращивание цемента за эксплуатационной колонной и др.
4. При отключении нижнего обводнившегося пласта без закачки тампонирующего материала.

Пакер разбираемый в сборе с посадочным инструментом ПРГ-102(114, 140, 146,168,178)Я

Таблица 14.

Технические характеристики

Наименование параметров и показателей	Значение			
	ПРК-102-Я	ПРК-114-Я	ПРГ-102-Я	ПРГ-114-Я
Посадочный инструмент ПИ-82 (90)				
Принцип действия	Гидравлический			
Наружный диаметр, мм	82	90	82	90
Длина, мм	3430	3170	3170	3170
Масса, кг	92	96	92	96
Давление посадки пакера, МПа	12,0 – 18,0			
Пакер разбуриваемый				
Наружный диаметр пакера, мм	82	92	82	92
Длина пакера, мм	420	435	420	435
Масса, кг	7.6	8.7	7.6	8.7
Диапазон внутренних диаметров эксплуатационных колонн, перекрываемых пакером, мм	87...92*	99...104*	87...92*	99...104*

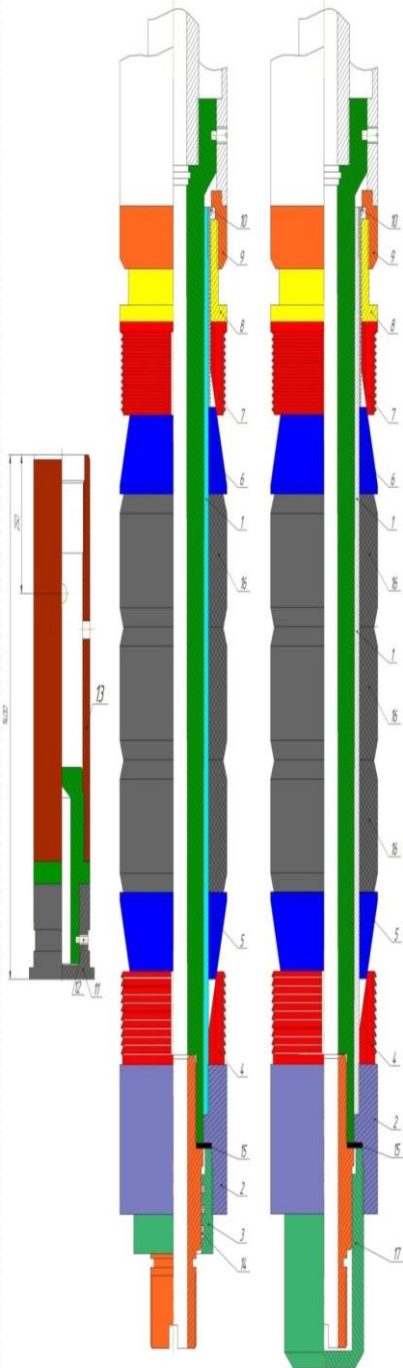
Таблица 15.

Наименование параметров и показателей	Значение			
	ПР-К(Г)-140Я	ПР-К(Г)-146Я	ПР-К(Г)-168Я	ПР-К(Г)-178Я
Посадочный инструмент ПИ-112				
Принцип действия	Гидравлический			
Диаметр наружный, мм	112		122	
Длина, мм	2520		2580	
Масса, кг	104		115	
Давление посадки пакера, МПа	12,0 – 18,0			
Пакер разбуриваемый				
Наружный диаметр, мм	116	120	138	150
Длина пакера, мм	480		515	
Масса, кг	16	17	28	28,5
Диапазон внутренних диаметров эксплуатационных колонн, перекрываемых пакером, мм	119-127*	128 -136*	147-156*	158-165*
Для всех типоразмеров пакеров				
Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа**	35,0			
Рабочая среда	Глинистый раствор, пластовая вода, нефть, кислота, цементный раствор			
Температура рабочей среды, не более, С°	100			
* - По отдельному заказу возможно изготовление пакера диаметром, отличным от представленных в данных таблицах значений.				



**Пакеры разбуриваемые
ПРОС-К-115(135)Я,
ПРОС-Г-115(135)Я,
ПРОС-К-195Я, ПРОС-Г-195Я
и посадочные инструменты
ПИ-112ОС, ПИ-168ОС
для открытого ствола нефтяных
и газовых скважин**

Пакеры разбуриваемые ПРОС-К-115(135)Я, ПРОС-Г-115(135)Я, ПРОС-К-195Я, ПРОС-Г-195Я и посадочный инструмент ПИ-112ОС для открытого ствола нефтяных и газовых скважин



Разработаны и успешно применяются пакеры разбуриваемые ПРОС-К-115(135)Я, ПРОС-Г-115(135)Я, ПРОС-К-195Я, ПРОС-Г-195Я и посадочный инструмент ПИ-112(168)ОС для открытого ствола нефтяных и газовых скважин, которые позволяют проводить различные технологии водоизоляционных работ (ВИР) при обводненном «носке» горизонтального ствола, боковых стволах и т.п. с цементированием и без него.

Пакеры разбуриваемые ПРОС успешно могут быть применены для ликвидации поглощений цементированием в процессе бурения скважин, в т.ч. в скважинах малого диаметра (эксплуатационная колонна $\varnothing 114$ мм), боковых и горизонтальных стволах (БГС, ГС).

Рисунок 1 - Пакер с клапаном ПРОС-К

Рисунок 2 - Пакер глухой (пакер-пробка) ПРОС-Г

Технические характеристики

Таблица 13.

Наименование	Значение					
	ПРОСК-115Я	ПРОСК-135Я	ПРОСГ-115Я	ПРОСГ-135Я	ПРОСК-195Я	ПРОСГ-195Я
Диаметр наружный, мм	115	135	115	135	195	195
Длина пакера, мм	498	595	498	595	605	
Диаметры ствола скважины перекрываемый пакером, мм	120-132	140-152	120-132	140-152	210-234	
Рабочая среда	Глинистый раствор, пластовая вода, нефть, кислота, цементный раствор					
Температура рабочей среды, не более, С ⁰	100					
Масса, кг	17	19	17	19	69	69
Посадочный инструмент ПИ-112 ОС					Посадочный инструмент ПИ-168ОС	
Способ посадки	Гидравлический					
Давление посадки пакера, МПа	12,0-18,0				15,0-20,0	
Диаметр наружный корпуса, мм	112				168	
Длина, мм	3460				2150	
Присоединительная резьба	НКТ-73				3-133	
Масса, кг	96	99	96	99	149	147



Эксплуатационные
разбуриваемые
пакера
ПРЭ-146(168)Я

Эксплуатационные разбуриваемые пакера ПРЭ-146(168)Я

Как известно, извлекаемые пакера для ППД, для однопакерных и двухпакерных систем герметизации протяженных участков эксплуатационных колонн имеют следующие недостатки:

1. Нагрузка от веса колонны НКТ зачастую недостаточна для надежной герметизации пакеров, что требует дополнительных затрат.
2. При длительной эксплуатации подвижные детали пакеров корродируют, что осложняет их извлечение, создают аварийную ситуацию.
3. Не позволяют проведение ремонтных работ на забое (промывка, ОПЗ, геофизические исследования без извлечения пакера).
4. Высокая стоимость этих пакеров.

Эксплуатационные разбуриваемые пакера ПРЭ-146(168)Я исключают вышеперечисленные недостатки. Они показали высокую надежность, герметичность (до 35,0 МПа), несложное разбуривание обычным долотом. Монтаж их в скважине с применением посадочного инструмента позволяет создать любую осевую нагрузку на пакер, что обеспечивает надежную герметичность и фиксацию в эксплуатационной колонне.

При этом создается возможность после извлечения ниппеля спуском хвостовика из НКТ диаметром 60 мм провести промывку забоя, ОПЗ пласта, геофизические исследования и др., и вновь эксплуатировать разбуриваемый пакер, спустив отревисированный ниппель, что обеспечивает высокую эффективность их применения и безаварийность.

С учетом высокой коррозионной стойкости эксплуатационных разбуриваемых пакеров (изготовлены из чугуна) и надежной герметизации предполагаемый срок их службы значительно больше по сравнению с извлекаемыми пакерами.

На основе эксплуатационных разбуриваемых пакеров разработан следующий комплекс технологий для:

- отключения нижнего пласта при необходимости с последующим его возвратом под эксплуатацию;
- сохранения эксплуатационной колонны от высокого давления в нагнетательных скважинах;
- однопакерной и двухпакерной системы герметизации протяженных участков эксплуатационной колонны;
- одновременно раздельной эксплуатации (ОРЭ) или закачки воды (ОРЗ);
- регулирования отбора жидкости по пластам (закачки воды) штуцерованием;
- отключения верхнего (среднего) заводненного пласта, при необходимости с последующим возвратом (достаточно поднять ниппель)

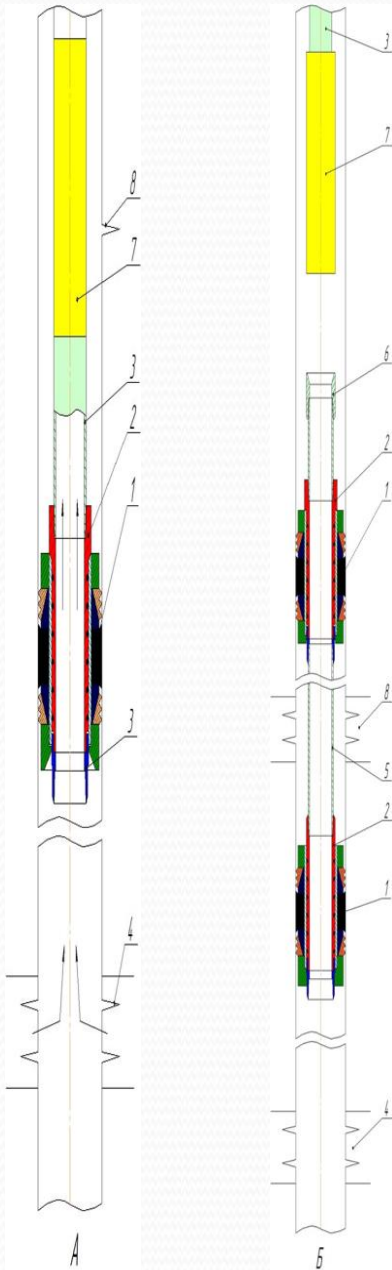
Технические характеристики ПРЭ-146(168)Я

Таблица 13.

Наименование	Значение	
	ПРЭ-146	ПРЭ-168
1.Пакер разбуриваемый (эксплуатационный)		
Максимальный перепад давления, воспринимаемый пакером, МПа	35,0	
Диапазон внутренних диаметров эксплуатационных колонн, перекрываемых пакером, мм	128-136*	147-156*
Наружный диаметр, мм	120	138
Длина пакера, мм	687	687
Рабочая среда	Глинистый раствор, пластовая вода, нефть, кислота, цементный раствор	
Температура рабочей среды, °С, не более	100	
Диаметр проходного канала, мм	76	
Масса, кг	17	28

Средний срок службы пакера разбуриваемого (эксплуатационный) ПРЭ-146(168) - не менее 5 лет.

Комплекс технологий с применением разрушаемых пакеров ПРЭ-146(168)Я

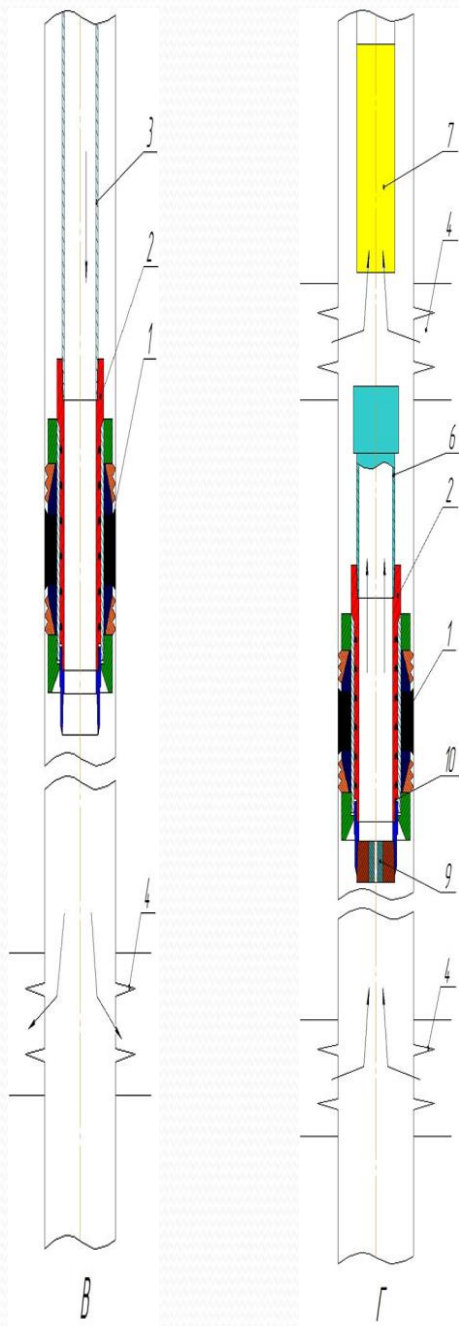


А - схема однопакерной компоновки для герметизации эксплуатационной колонной или отключения верхнего заводненного пласта

Б - схема двухпакерной компоновки для герметизации эксплуатационной колонны

-
- 1-пакер разрушаемый;
 - 2-ниппель;
 - 3-колонна НКТ;
 - 4-продуктивный пласт;
 - 5-колонна НКТ промежуточная;
 - 6 -ловильный патрубок;
 - 7-глубинный насос;
 - 8-нарушение эксплуатационной колонны (заводненный пласт);
 - 9-штуцер;
 - 10- фиксатор ниппеля.

Комплекс технологий с применением разбуриваемых пакеров ПРЭ-146(168)Я



**В - схема компоновки
 оборудования для ППД
 (возможна установка
 ниппеля со штуцером)**

**Г - схема регулирования
 отбора жидкости по
 пластам штуцерованием**

-
- 1-пакер разбуриваемый;
 - 2-ниппель;
 - 3-колонна НКТ;
 - 4-продуктивный пласт;
 - 5-колонна НКТ промежуточная;
 - 6 -ловильный патрубок;
 - 7-глубинный насос;
 - 8-нарушение эксплуатационной колонны (заводненный пласт);
 - 9-штуцер;
 - 10- фиксатор ниппеля.



**Заколонные
гидравлические
пакера
ПЗГ-102(114; 146;
168; 178; 245)**

Пакер заколонный гидравлический ПЗГ-102(114;146;168;178;245)

Назначение и область применения

Пакер заколонный гидравлический ПЗГ-102(114;146;168) предназначен для герметичного разобщения интервалов заколонного пространства в скважинах в составе обсадной колонны и хвостовиков (ГС, БГС).

Устанавливается в целях:

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

Предлагаемый пакер заколонный гидравлический прост и надежен за счет механического прижатия манжетного уплотнителя к стенкам скважины.

Все конструктивные элементы просты в изготовлении и обслуживании.

Пакер защищен патентом РФ.

Технические характеристики

Таблица 8.

Наименование	ПЗГ-102	ПЗГ-114	ПЗГ-146	ПЗГ-168
Условный диаметр эксплуатационных колонн, хвостовиков, мм	102	114	146	168
Номинальный диаметр скважины, мм	124	155,6	215,9	215,9
Максимальная температура, °С	100			
Максимальный перепад давления на пакер, Мпа	20,0			
Габаритные размеры, мм:				
1) максимальный диаметр по корпусу	118	141	200	200
2) диаметр проходного канала	88	99	132,1	151,0
3) длина пакера	710	710	1000	767
Максимальный диаметр уплотнительного элемента после срабатывания пакера, мм	136	166	230	230
Длина уплотнительного элемента, мм	150		170	
Давление срабатывания пакера, МПа	12,0-18,0			
Масса, кг, не более	22	25	77	47
Присоединительная резьба ОТТМ ГОСТ 632-80:	Ø102	Ø114	Ø146	Ø168
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				

* - может быть установлено по заявке заказчика;

** - возможно изготовление для других диаметров эксплуатационных колонн.

Технические характеристики

Таблица 9.

Наименование показателей	ПЗГ-102Г	ПЗГ-114Г
Номинальный диаметр эксплуатационных колонн, ствола, мм	130	150
Максимальная температура, °С	100	
Максимальный перепад давления на пакер, МПа	20,0	
Максимальный диаметр уплотнительного элемента после срабатывания пакера, мм	144	166
Габаритные размеры, мм: 1) максимальный диаметр по корпусу; 2) диаметр проходного канала; 3) длина пакера.	124 90 710	141 99 710
Давление срабатывания пакера, МПа*	12,0-16,0	
Масса, кг, не более	22	25
Присоединительная резьба ОТТМ ГОСТ 632-80:	Ø102	Ø114

*- может быть установлено по заявке заказчика;

Таблица 10.

Наименование показателей	ПЗГ-102ХОС	ПЗГ-114ХОС
Номинальный диаметр ствола, мм	124	145
Максимальная температура, °С	100	
Максимальный перепад давления на пакер, МПа	20,0	
Максимальный диаметр уплотнительного элемента после срабатывания пакера, мм	136	156
Габаритные размеры, мм: 1) максимальный диаметр по корпусу; 2) диаметр проходного канала; 3) длина пакера.	118 88 710	137 99 710
Давление срабатывания пакера, МПа*	12,0-16,0	
Масса, кг, не более	21	25
Присоединительная резьба ОТТМ ГОСТ 632-80:	Ø102	Ø114

*- может быть установлено по заявке заказчика;

С использованием вышеуказанных пакеров, разработаны комплекс технологий для крепления 102(114) мм хвостовиков с цементированием и без него.

Инструкции приведены на сайте ООО «Нефтяник».

Технические характеристики

Таблица 11.

Наименование показателей	ПЗГ-168М	ПЗГ-178x245	ПЗГ-245x324
Условный диаметр эксплуатационных, технических колонн, мм	168	178	245
Номинальный диаметр кондуктора, мм	225	226,7	301,9
Максимальная температура, °С	100		
Максимальный перепад давления на пакер, Мпа	20,0		
Габаритные размеры, мм:			
1) максимальный диаметр по корпусу	204	217	293
2) диаметр проходного канала	151,0	161,6	226,7
3) длина пакера	767	845	990
Максимальный диаметр уплотнительного элемента после срабатывания пакера, мм	236	236	326
Давление срабатывания пакера, МПа	8,0-10,0*	8,0-9,0*	6,0-7,0*
Масса, кг, не более	47	51	72
Присоединительная резьба ОТТМ, ОТТГ ГОСТ 632-80, Батресс ГОСТ Р 51906-2015:	Ø168	Ø178	Ø245

*- может быть выставлено по заявке заказчика;

УНИВЕРСАЛЬНАЯ КОМПЛЕКСНАЯ ОСНАСТКА для цементируемых и нецементируемых 102 (114) мм хвостовиков

В зависимости от геолого-технических условий скважин, с ГС, БС, БГС из универсальной комплексной оснастки можно укомплектовать различные варианты оснастки для цементируемых и нецементируемых 102(114) мм хвостовиков.

Широко применяемые варианты отражены в нижеследующих инструкциях, разработанных в ООО «Нефтяник»:

- инструкция по креплению боковых стволов нецементируемым (цементируемым) хвостовиком Ø102(114) мм с применением технологического оборудования ООО «Нефтяник»;

- инструкция по креплению Ø102 хвостовиков с применением технологического оборудования ООО «Нефтяник»;

- инструкция по разделению горизонтального ствола скважины на участки с применением технологической оснастки (хвостовики Ø 114 мм) ООО «Нефтяник».

Инструкции имеются на сайте ООО «Нефтяник»

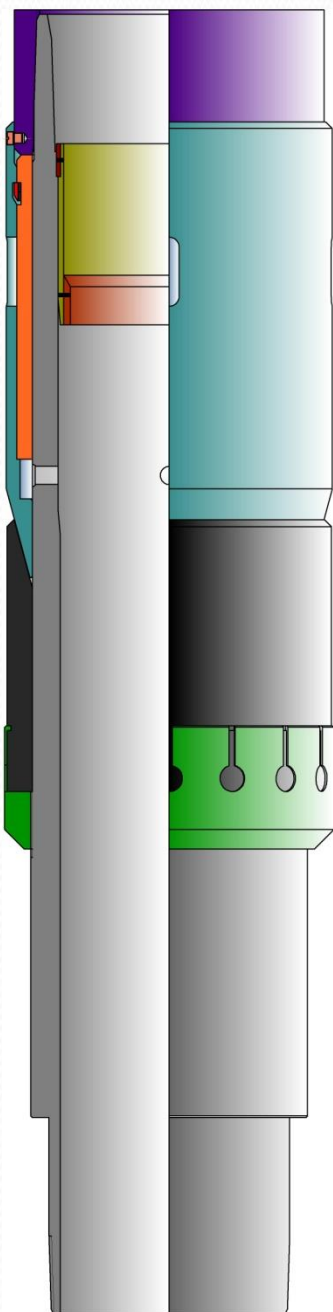
Муфта ступенчатого цементирования с пакером МСЦП-102(114;146;168)

Назначение и область применения

Муфта ступенчатого цементирования с пакером (МСЦП), предназначена для герметизации заколонного пространства скважины, защиты продуктивного и поглощающего пласта от внешних давлений, возникающих при подготовке и цементировании II ступени.

ОСНОВНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

1. МСЦП оснащена пакерующим узлом, что обеспечивает герметичное разобщение заколонного пространства после цементирования I ступени, в целях исключения репрессии на поглощающие и продуктивные пласты при подготовке и проведении II ступени цементирования;
2. Сохраняется продуктивность пластов;
3. Исключается «оголение» обсадной колонны под МСЦП от цементного раствора, предотвращается её наружная коррозия, повышается качество цементирования;
4. Отсутствие выпадающих заглушек на циркуляционных окнах обеспечивает надежность срабатывания независимо от кольцевого зазора между стенками скважины и корпусом МСЦП;
5. Срабатывание Пакера и открытие циркуляционных окон МСЦ происходят последовательно, без перерыва, что четко фиксируется резким снижением давления на устье скважины. Открытие окон и появление циркуляции жидкости означают однозначное срабатывание пакера;
6. Закрытие циркуляционных окон после цементирования дублируется жесткой фиксацией продавочной пробкой в седле муфты;
7. Наличие пакера не усложняет технологию цементирования обсадных колонн и выполняется как с обычной МСЦ;
8. Отсутствие необходимости ожидания схватывания цементного раствора I ступени, благодаря пакеру, ускоряет и удешевляет процесс цементирования;
9. Разработка не имеет аналогов на практике, защищена Патентом РФ.



Технические характеристики

Таблица 12.

Наименование показателей	МСЦП-102	МСЦП-114	МСЦП-146	МСЦП-168	МСЦП-178
Условный диаметр эксплуатационных колонн, мм	102	114	146	168	178
Максимальная температура, °С	100				
Габаритные размеры, мм:					
1. максимальный диаметр по корпусу, мм	118	141	200	200	200
2. диаметр проходного канала без разбуриваемого седла, мм	84	100	128	148	157
3. Внутренний диаметр разбуриваемого седла, мм	71	86	114,5	134	136
4. Длина, мм	730	760	795	800	800
Перепад давления для отсечения пласта и открытия циркуляционных отверстий, МПа	15,0...20,0				
Перепад давление для стоп – кольца, не менее МПа	15,0				
Максимальный перепад давления между разобщаемыми зонами при номинальном коэффициенте пакеровки $K=1,24$, МПа	20,0 – 25,0				
Давление для закрытия циркуляционных отверстий, не более, МПа	8,0				
Масса, кг, не более	25	30	83	53	58
Присоединительная резьба ОТТМ ГОСТ 632-80:	102	114	146	168	178



Щадящие способы вторичного вскрытия пластов

Бесперфораторный способ вскрытия – химический (с применением магниевых заглушек)



Бесперфораторное вскрытие производится за счет установки в интервале продуктивного пласта фильтра с кислоторастворимыми запорными устройствами, которые разрушаются под воздействием кислот. Тем самым в обсадной колонне в цементном кольце создаются перфорационные каналы.

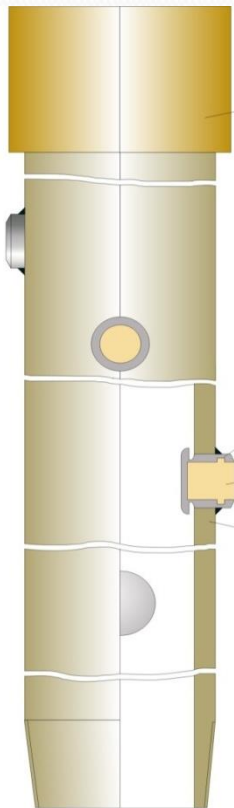
Совмещение вторичного вскрытия с кислотной обработкой призабойной зоны пласта позволяет увеличить продуктивность скважин, повышает надежность разобщения, сокращает и удешевляет процесс освоения скважин. Оборудование для осуществления бесперфораторного вскрытия пласта спускается в составе обсадной колонны или хвостовика, и скважина цементируется по обычной технологии. Затем спускается колонна НКТ и устанавливается устьева арматура. Буровая установка демонтируется. Закачивается техническая соляная кислота (концентрация 17-18% без замедлителя реакции) в интервал продуктивного пласта. После реакции в течение заданного времени (~8 ч) обеспечивается вторичное вскрытие пласта, при необходимости продавкой кислоты в пласт производится его стимулирующая обработка.

Технические характеристики

Таблица 3.

Наименование основных параметров	Значение			
	ОРВ-102	ОРВ-114	ОРВ-146	ОРВ-168
Максимальный перепад давления, воспринимаемый оборудованием, МПа	20,0			
Максимальная глубина применения оборудования	Зависит от температуры пласта (до 100°С)			
Рабочая среда	Буровой раствор, техническая вода, цементный раствор, нефть, газ и др.			
Температура рабочей среды, °С, не более	100			
Габаритные размеры:				
- наружный диаметр фильтра, мм	102	114	146	168
- внутренний диаметр заглушки, мм	10	12	16	16

Бесперфораторный способ вскрытия пластов в режиме депрессии – механический (с применением полых заглушек)



Техника и технология бесперфораторного вскрытия пластов в режиме депрессии исключает недостатки традиционных способов перфорации.

Фильтр, предварительно оборудованный заколонными запорными устройствами, спускается в составе обсадной колонны и цементируется по обычной технологии.

После создания заданной депрессии путем снижения уровня жидкости в стволе путем механического удаления запорных устройств срезачим устройством под весом колонны НКТ (4,0-4,5 т) обеспечивается вторичное вскрытие продуктивного пласта и интенсивная очистка призабойной зоны за счет имплозии.

Данный способ внедрен более чем в 2000 скважинах с пластовой температурой до 40°C и внедряется в настоящее время.

Технологическая и экономическая эффективность

- в 4 раза дешевле, чем кумулятивная перфорация;
- сокращение и удешевление процесса вскрытия и освоения скважин (за одну СПО);
- заглушки выполняют роль центраторов;
- предотвращает преждевременное обводнение скважин.

Технические характеристики

Таблица 4.

Наименование основных параметров	ФПД-114	ФПД-146	ФПД-168
Максимальная глубина применения оборудования, м	Зависит от температуры пласта		
Максимальная температура пласта, °С	40		
Рабочая среда	Буровой раствор, техническая вода, кислота, глинистый раствор, нефть, газ и др.		
Габаритные размеры, мм: - наружный диаметр фильтра; - внутренний диаметр заглушки; - максимальный наружный диаметр фильтра по заглушкам	114 22	146 36	168 36
Оптимальная плотность отверстий (заглушек) на 1 пог. м (через 90°), шт.	135	198	198
Диаметр срезачего заглушки цилиндра, мм	3-4	3-4	3-4
	92	124	145

БЕСПЕРФОРАТОРНЫЙ МЕХАНИЧЕСКИЙ СПОСОБ ВСКРЫТИЯ ПЛАСТОВ С АНОМАЛЬНО ТЕРМО- БАРОМЕТРИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ.

Фильтр, предварительно оборудованный полыми заглушками, спускается в составе обсадной колонны и цементируется по обычной технологии. Вскрытие пластов может быть выполнено с созданием депрессии на пласты (снижением уровня, заменой жидкостей на жидкость с меньшей плотностью и др.) или без неё.

После создания заданной депрессии в стволе путем механического удаления запорных устройств срезающим устройством под весом колонны НКТ обеспечивается вторичное вскрытие продуктивного пласта и интенсивная очистка призабойной зоны за счет имплозии.

Данный способ (ФПД – 139,7; 146; 168) внедрен более чем в 2000 скважинах с температурой пласта до 40°C и внедряется в настоящее время. ООО «Нефтяник» усовершенствовало данный способ для глубоких скважин с цементируемой до забоя эксплуатационной колонной с аномально термобарометрическими условиями: ФПД – 139,7А (146А, 168А).

Технологическая и экономическая эффективность:

- дешевле, чем кумулятивная перфорация;
- вскрытие происходит в щадящем режиме, без создания взрывных волн, разрушающих крепь скважины; запорные устройства играют роль центраторов эксплуатационной колонны, что исключает использование дорогостоящих центраторов.
- сокращение и удешевление процесса вскрытия, ОПЗ и освоения скважин (за одну СПО), повышается продуктивность;
- большие диаметры отверстий гарантируют проведение ГРП без осложнений;
- буровая бригада не зависит от геофизической партии, работы могут быть выполнены в любое время суток;
- предотвращает преждевременное обводнение скважин;
- технологии могут быть осуществлены при любом пластовом давлении и депрессии на пласт, в то время как при использовании перфораторных снарядов на кабеле имеется опасность их выброса и открытого фонтанирования.

В комплексе со срезающим устройством возможно применение однопакерной (с надпакерным разделителем РН-73) или двухпакерной системы, что позволит избирательное ОПЗ и освоение пластов, экспресс методы освоения, исследования (КВУ) и др.

Технические характеристики

Таблица 5.

Наименование основных параметров	ФПД-139,7А	ФПД-146А	ФПД-168А
Максимальная глубина применения оборудования, м	6000		
Максимальный перепад давления, воспринимаемый оборудованием, МПа	расчетный		
Рабочая среда	Буровой раствор, техническая вода, солевой раствор, соляная кислота, нефть, газ и др.		
Максимальная температура, °С	250		
Габаритные размеры: - наружный диаметр фильтра, мм - внутренний диаметр заглушки, мм - максимальный наружный диаметр фильтра по заглушкам, м - оптимальная плотность отверстий (заглушек) на 1 пог.м (через 90°), шт.	139,7	146	168
	30	36	36
	Д ствола - 16мм		
	3 - 4		
Диаметр срезающей заглушки цилиндра, мм	Д вн – 8мм		
Длина цилиндра, мм	200		

Разработка защищена Патентом РФ.

ПЕРФОРАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН И ХВОСТОВИКОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРФОРАТОРОВ (ПГМ)

В целях качественной перфорации образованием каналов большего размера (одно отверстие равнозначно ~ 50 отверстиям ПК-103) создан нормальный ряд гидромеханических перфораторов.

Стоимость перфорации дешевле, по сравнению с ПК и сверлением.

Эффективность ПГМ выше, чем кумулятивных перфораторов. ПГМ, при вскрытии удаляет цементный камень, находящийся напротив отверстий за счет конусности резцов, выворачивает металлическую ленту из эксплуатационной колонны к стволу скважины.

Гидромеханические перфораторы приспособлены к заполнению НКТ в процессе спуска в целях избежания загрязнения устья скважины, а так же приспособлены к работе в горизонтальном стволе.

Гидромеханические перфораторы позволяют за одну спуско-подъемную операцию выполнить комплекс технологий:

- снижение уровня жидкости через боковой клапан для создания депрессии;
- перфорация пластов;
- ОПЗ пласта (через боковой клапан);
- освоение скважины (через боковой клапан).

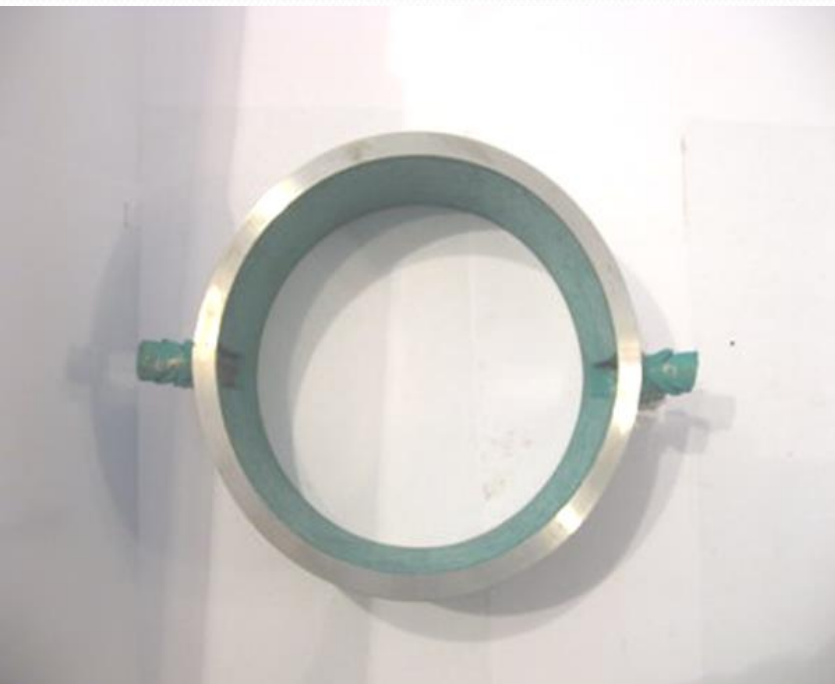
Таблица 6. **Технические характеристики**

Основные параметры	ПГМ-102	ПГМ-114	ПГМ-127	ПГМ-146	ПГМ-168
Максимальное рабочее давление, МПа	13,0-14,0			14,0 -15,0	
Количество силовых гидроцилиндров	4			3	
Количество резцов	2			2	
Сечение перфорационного канала, мм ²	160	200		480	
Габаритные размеры, мм:					
- наружный диаметр	80	90	104	122	140
- Максимальный диаметр при выдвинутых резцах, мм	130	145	168	212	226
- длина	2400	2440	2440	2940	2940
Масса в сборе, кг	57	68	68	140	147
Примечание - Толщина стенки эксплуатационной колонны, мм, не более	-	-	-	10	10

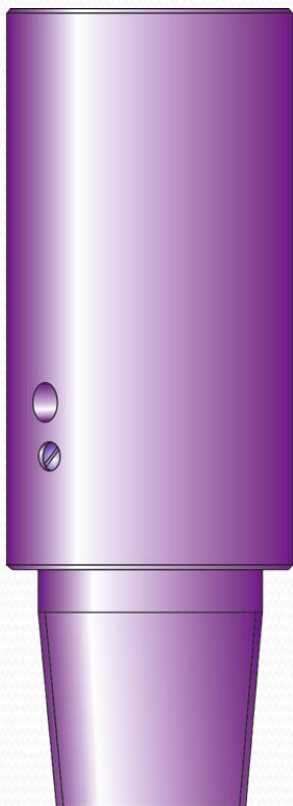




Гидромеханические перфораторы создают в щадящем режиме отверстия прямоугольного сечения (а) площадью многократно превышающей, чем при перфорации ПК, с сохранением геометрических размеров эксплуатационной колонны (б). Удаляют цементный камень напротив отверстий вырезанной резцами металлической лентой из эксплуатационной колонны (в).



КЛАПАН ОПРЕССОВОЧНЫЙ КО-86 (73, 60)



Предназначен для опрессовки колонны НКТ и бурильных труб, исключает необходимость в доставке и обратном вымывании клапана.

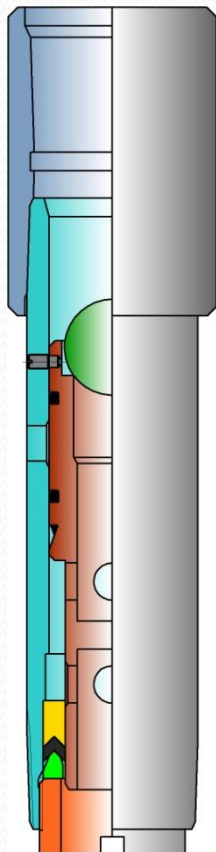
После опрессовки труб позволяет проведение технологических операций (промывка, освоение, ОПЗ и др.). Ускоряется и удешевляется процесс ремонтных работ.

Технические характеристики

Таблица 16.

Наименование параметра	Ед. изм.	КО-86	КО-73	КО-60
Максимально давление опрессовки	МПа	20		
Верхняя и нижняя присоединительные резьбы		3-86 ГОСТ5286-75	НКТ-73 ГОСТ633-80	НКТ-60 ГОСТ633-80
Давление срезания винтов	МПа	23±2		
Наружный диаметр	мм	108	88,9	73
Внутренний проходной диаметр	мм	30	26	
Шар	мм	41	30	
Длина	мм	400	300	
Масса	кг	14	9,7	5,6

Разделитель надпакерный РН-60(73)



Применяемые извлекаемые пакерующие устройства не позволяют проведение избирательной обработки призабойной зоны (ОПЗ) при наличии двух и более вскрытых пластов, что осложняет проведение ремонтных работ и требует выполнение дополнительных операций по временному поочередному их отключению, например, засыпкой песком, установкой цементного моста, глухого пакера и т.д., тем самым увеличивая продолжительность и стоимость ремонта скважины.

Разделитель прост по конструкции и позволяет за один спуск пакера произвести как избирательную обработку призабойной зоны пластов, так и их очистку, освоение, исследование (КВУ), что в итоге позволит значительно снизить продолжительность и стоимость работ.

Разделитель предназначен для поочередной стимуляции и освоения двух пластов за один спуск в добывающих и нагнетательных скважинах.

Технологии проведения работ

с применением разделителя надпакерного РН-60(73)

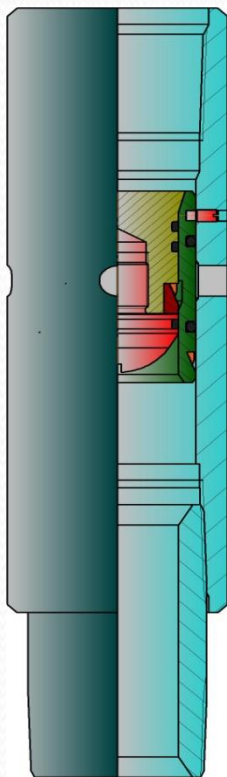
1. Проведение работ по отдельной обработке двух пластов;
2. Проведение подготовительных работ с применением РН-60(73) перед проведением герметизации эксплуатационной колонны спуском дополнительной колонны (летучки)
3. Проведение работ по опрессовке эксплуатационных колонн снижением уровня жидкости с применением РН-60(73) после разбуривания цементных мостов в интервале нарушений колонн добывающих скважин
4. Проведение работ по освоению скважины по колонне НКТ с пакером с применением РН-60(73)

Таблица 17.

Технические характеристики

Наименование показателей	РН-60	РН-73
	Значение	
1. Тип пакера применяемого в комплексе с разделителем надпакерным.	Извлекаемый	
2. Условный диаметр эксплуатационной колонны	146; 168	
3. Условный диаметр колонны НКТ	60	73
4. Рабочая среда	Вода, глинистый раствор, кислоты, нефть, и др.	
5. Давление срабатывания разделителя надпакерного, МПа, не менее	8 - 10	
6. Максимальный перепад давления воспринимаемый разделителем надпакерным, МПа	25	
7. Габаритные размеры разделителя надпакерного, мм, не более		
7.1. Максимальный диаметр, мм	73	89
7.2. Длина, мм, не более	362	362
8. Масса, кг, не более	7,5	10,5

Разделитель жидкости надпакерный РЖН-80(90)



Позволяет производить избирательное воздействие и исследование геофизическими методами (рпл. Рзаб., Тепло, дебит и др.) Каждый пласт в отдельности (снизу вверх) в добывающих и нагнетательных скважинах, в частности:

- Обработать призабойную зону пласта (опз) с различными кислотами, растворителями и др.;
- Освоить пласт свабированием;
- Снять кривую восстановления давления (квд);
- Исследовать пласт спуском геофизического прибора (диаметр проходного канала РЖН-42(50)мм).

Избирательное выполнение комплекса работ исключает многократные спуско-подъёмные операции.

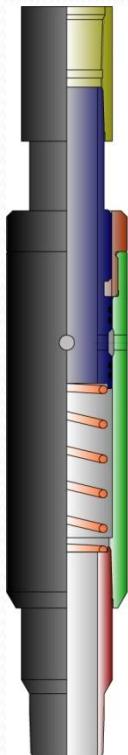
Затраты на приобретение РЖН-80(90) кратно окупаются от одной скважино-операции, сокращается продолжительность ремонта скважины.

Технические характеристики

Таблица 18.

Наименование параметров и показателей	РЖН-80	РЖН-90	Примечание
1. Корпус:			
- наружный максимальный диаметр мм, не более	80	90	на давл.8,0±1 МПа НКТ ГОСТ 633-80
- число циркуляционных отверстий, шт не менее	4	4	
- диаметр циркуляционных отверстий, мм не менее	15	15	
- число срезных винтов, шт.	2	2	
- резьбы на концах, мм	60	73	
2. Золотник:			
- диаметр наружный, мм, не более	54	64	
- длина, мм не более	85	109	
- диаметр проходного отверстия, мм, не более	42	50	
3. Запирающая пробка:			
- диаметр по телу, мм	42	50	
- диаметр верхней головки, мм не более	47	55	
- длина, мм, не более	90	110	
4. Масса общая, кг, не более	10	12	
5. Длина общая, мм, не более	430	475	
6. Давление опрессовки, МПа, не менее	15,0		
7. Рабочая среда	Вода, глинистый раствор, кислоты, нефть, и др.		
8. Максимальный перепад давления воспринимаемый разделителем жидкости надпакерным, МПа	25,0		
9. Ресурс эксплуатации, не менее скв./опер.	10		

Уравнительный байпасный клапан скважинный УБКС-118



- Уравнительный байпасный клапан скважинный УБКС-118 предназначен для выравнивания давления затрубного пространства с давлением в насосно - компрессорных трубах. Применяется совместно с пакерами различных типов для легкой распаковки в скважинах с низким пластовым давлением и высоким статическим уровнем над пакером.
- В своей конструкции УБКС-118 имеет шлицевое соединение для возможности передачи крутящего момента через клапан.
- Ресурс УБКС-118 не менее 10 скв./опер., оборудование многократного действия за одну спуско-подъемную операцию, оборудование ремонтпригодное.

Технические характеристики

Таблица 18.

Наименование параметров и показателей	УБКС-118
1. Корпус:	
- наружный максимальный диаметр, мм не более	118
- число циркуляционных отверстий, шт. не менее	4
- диаметр циркуляционных отверстий, мм не менее	15
- присоединительная резьбы на концах, мм	73
2. Масса общая, кг, не более	26
3. Длина общая, мм, не более	740
4. Давление опрессовки, МПа, не менее	35,0
5. Осевое усилие для срабатывания клапана, тн	0,3
5. Рабочая среда	Вода, глинистый раствор, кислоты, нефть, и др.
6. Максимальная температура рабочей среды, не более, С ^о	120
6. Максимальный перепад давления воспринимаемый уравнительным байпасным клапаном скважинным, МПа	35,0

Отсекатель забоя ОЗ-146(168)

Назначение и область применения

Отсекатель забоя предназначен для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов при эксплуатации, остановке, глушении и ремонте скважины.

Отсекатель забоя представляет собой пакер с обратным клапаном, оснащенный снизу хвостовиком-фильтром расчетной длины с заглушкой для опоры на забой, длина которого рассчитывается таким образом, чтобы фильтр располагался ниже продуктивного пласта, а пакер находился выше интервала перфорации.

Отсекатель забоя позволяет создать естественную защиту продуктивных пластов образованием гидрозатвора из нефти в подпакерном пространстве, что исключает возможность попадания в них жидкости глушения и других технологических жидкостей, тем самым максимально сохранить потенциально возможный дебит скважины при эксплуатации, различных технологических остановках, глушении и ремонте скважины.

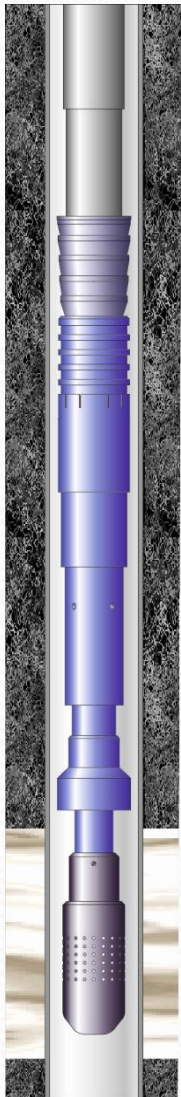
Отсекатель забоя устанавливается в добывающих скважинах, вскрывших один или несколько продуктивных пластов, особенно в скважинах с интенсивным поглощением, продукция которых содержит сероводород.

Устройство

Отсекатель забоя состоит из двух основных узлов: пакера с обратным клапаном и хвостовика (насосно-компрессорные трубы (НКТ) диаметром 73 мм) с фильтром и заглушкой на конце.

Принцип работы

1. Спуск отсекаателя забоя осуществляется на колонне НКТ с использованием освобождающейся трубуловки.
2. После спуска отсекаателя забоя в заданный интервал скважины, инструмент разгружается на забой, срезные винты при нагрузке не более 45 кН срезаются, дорн входит в резиновую манжету, прижимая ее к стенкам эксплуатационной колонны. Производится освобождение трубуловки от пакера согласно эксплуатационной документации, после чего производится опрессовка пакера и подъем колонны НКТ с трубуловкой.
3. При необходимости, отсекаатель забоя извлекается из скважины с использованием внутренней или наружной трубуловки. Особенностью конструкции пакера является то, что ввиду отсутствия якоря, отсекаатель забоя свободно извлекается из скважины после длительной эксплуатации.



Технические характеристики

Таблица 7.

Наименование параметров и показателей	Значение	
	ОЗ-146	ОЗ-168
Перепад давления, воспринимаемый пакером, не более, МПа	17,0	14,0
Нагрузка при посадке пакера, не менее, кН	45	45
Диаметр отсекателя забоя в транспортном положении, не более, мм	120	140
Длина отсекателя забоя, не более, мм	1500	1500

Преимущества

Разработанная комплексная техника и технология за один спуск инструмента позволяет:

- создание естественной защиты продуктивных пластов образованием гидрозатвора из нефти в интервале пакер-отсекатель–фильтр хвостовика, что исключает попадание пластовой воды и жидкости глушения в них при простоях и ремонте скважин;
- безопасные условия труда в процессе ремонтных работ на скважинах с интенсивным поглощением жидкости глушения, особенно при наличии сероводорода в продукции скважин;
- освоение скважины свабированием при разобленном межтрубном пространстве экспресс-методом (ускоряется в 3–4 раза);
 - снятие кривой восстановления уровня по колонне НКТ экспресс-методом в конечной стадии освоения (ускоряется в 3-4 раза) и по результатам гидродинамических исследований подобрать глубинный насос и режим эксплуатации скважин;
- контроль состояния эксплуатационной колонны опрессовкой без использования дополнительного оборудования.

Гидромеханический скребок наддолотный СН-102М, СН-114М, СН-140(146, 168, 178)М

К забойному двигателю



Таблица 2.

Гидромеханический скребок наддолотный СН-102М, СН-114М, СН-140(146, 168, 178)М предназначен для очистки стенки эксплуатационной колонны в процессе бурения забойными двигателями от затвердевших тампонирующих материалов (цемент, различные смолы и др.), солевых отложений и продуктов коррозии.

Скребок устанавливается между долотом и забойным двигателем и служит для очистки 102, 114, 140, 146, 168-мм эксплуатационной колонны (хвостовиков) от цементной корки в процессе разбуривания цементного моста, что исключает дополнительную спуско-подъемную операцию и осложнения в процессе ремонтных работ.

Следует отметить, что все буровые и ремонтные бригады ОАО «Татнефть» обеспечены наддолотными скребками. Филиал ООО «АРГОС»-ЧУРС (г. Чернушка, Пермская обл.) также работает нашими скребками.

Техническая характеристика

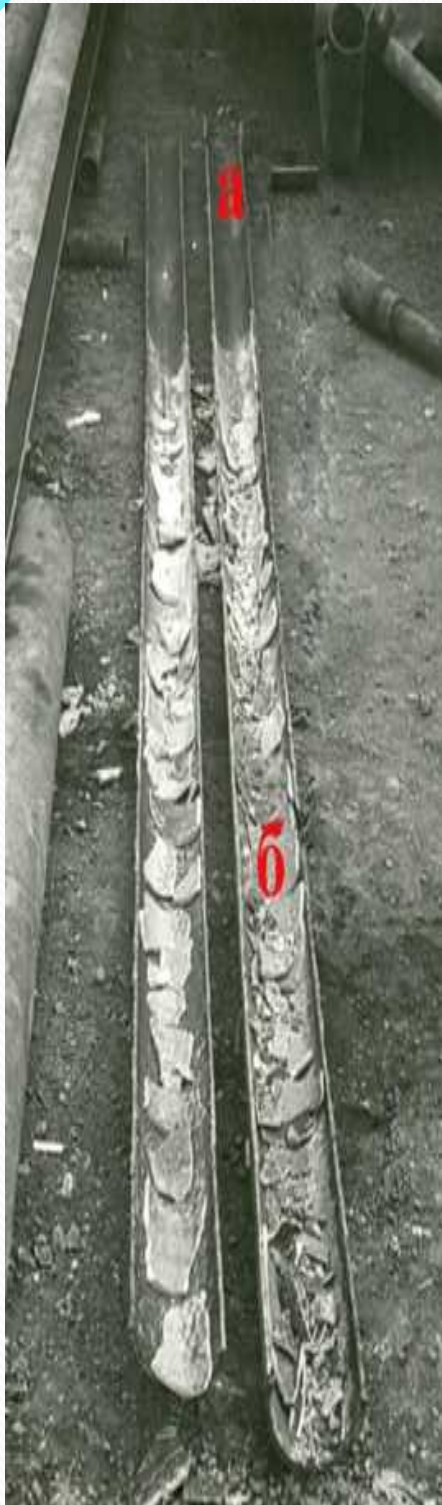
Наименование параметров и показателей	Значение					
	СН-102М	СН-114М	СН-140М	СН-146М	СН-168М	СН-178М
Рабочая среда	Вода, глинистый раствор					
Габаритные размеры, мм:						
- длина	265	270	310	310	315	315
- наружный диаметр	80	90	110	116	130	140
- резьба замковая	3 - 66	3 - 66	3 - 76	3 - 76	3 - 88	3 - 88
Число резцов, шт.	2	3				
Диаметр штуцера, не более, мм	10	12	15			
Максимальный диаметр по вылету резцов, мм	88	98	116	128	148	158
Масса, не более, кг	5,8	7,0	10,5	12,0	13,4	21

Качество очистки эксплуатационной колонны при разбурировании цементного моста:

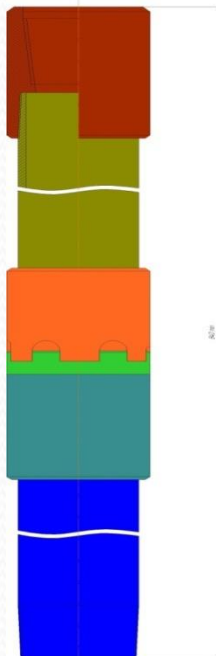
а – с использованием гидромеханического скребка наддолотного СН-102М, СН-114М, СН-140(146,168,178)М

б – без использования гидромеханического скребка наддолотного СН-102М, СН-114М, СН-140(146, 168,178)М

в – цементная корка (толщиной до 10 мм), образующаяся на стенках эксплуатационной колонны .



УСТРОЙСТВО РАЗЪЕДИНИТЕЛЬНОЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ УРГ-102/146 (114*/146, 114/168, 120/168)



В процессе ремонта скважин спуском и цементированием хвостовиков выявлены следующие виды осложнений:

- не отсоединяется хвостовик отворотом по левой резьбе (из-за малого веса хвостовика);
- невозможность вращения колонны НКТ или бурильных труб (БТ) из-за кривизны скважины;

Разработанный гидравлический разъединитель устраняет вышеуказанные недостатки и способствует более успешному и безопасному проведению работ. Конструкция разъединителя позволяет вращать колонну во время спуска. В отличие от известных способов цементирование производится после отсоединения хвостовика и посадки его на забой без извлечения инструмента из скважины и без использования цементирующей пробки.

Технические характеристики

Таблица 1.

Наименование показателя	Значение			
	УРГ-102/146	УРГ-114*/146	УРГ-114/168	УРГ-120*/168
Способ срабатывания	Гидравлический			
Условный диаметр спускаемого хвостовика (летучки), мм	102	114*	114	120
Условный диаметр эксплуатационной колонны, мм	146		168	
Давление срабатывания, МПа, не более на 3 винта.	12,0-14,0			
Присоединительные резьбы:	3-86	3-86	3-86	3-86
Верхняя	ОТТМ	СТТ	ОТТМ	СТТ
Нижняя	102	114	114	114
Наружный диаметр оборудования, мм, не более	122		134	
Длина оборудования, мм, не более	660			
Масса оборудования, кг, не более	30	30	34	34
* - 114-120-мм обсадные трубы с безмуфтовым резьбовым соединением типа СТТ (ТУ 14-157-61-99).				

ЯКОРЬ ДЛЯ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ ЯВНМ-114 (146, 168)

Служит для предотвращения отворота винтовых насосов в процессе эксплуатации, выпускается для 114, 146, 168 мм эксплуатационных колонн. По сравнению с аналогами - малогабаритный (длина в 2 раза меньше), прост по конструкции, надежен в эксплуатации, долговечный, имеет высокую ремонтпригодность.

Якорь разработан таким образом, что независимо от величины крутящего момента от насоса, анкерные блоки будут продолжать удерживаться от проскальзывания.

Чем выше нагрузка на якорь, тем сильнее анкерные блоки удерживаются за колонну.

Спускается в скважину в комплекте с винтовым насосом и устанавливается в рабочее положение поворотном подвески НКТ на $\frac{1}{4}$ оборота вправо (по часовой стрелке).

Исключает отворот колонны НКТ и насоса во время работы установки.

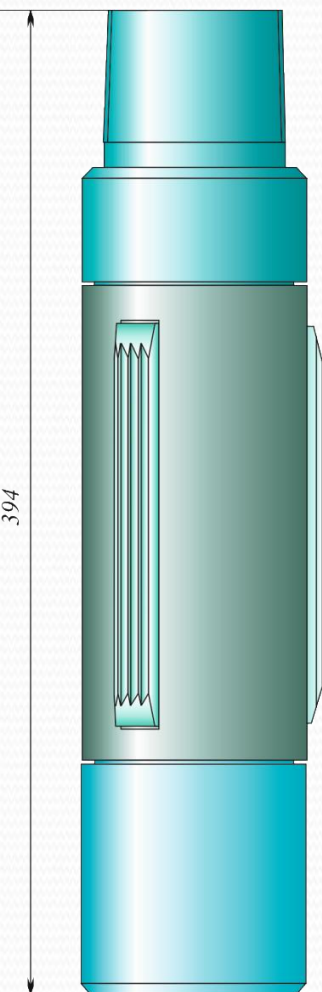


Таблица 19. Технические характеристики

Наименование параметров и показателей	ЯВН-114	ЯВН-146	ЯВН-168
1. Условный диаметр обсадной колонны, мм	114	146	168
2. Минимальное проходное сечение, мм	26	46	50
3. Наружный диаметр корпуса, мм *	90	124	140
4. Наружный диаметр плашек, мм *	94	135	154
5. Длина, мм	394	400	400
6. Присоединительная резьба, ГОСТ 633-80 *	НКТ 73	НКТ 73	НКТ 73
7. Масса, кг	12	15	16,7

ФИЛЬТР СКВАЖИННЫЙ ЩЕЛЕВОЙ (ФСЩ)



Устанавливается на прием глубинного насоса (ШГН) для предотвращения его засорения.

Фильтроэлемент (1,12 х 60 х 850) изготавливается из высокоточного V-образного профиля из нержавеющей стали («стронг»).

Фильтр самоочищающийся, для чего снабжен золотниковым клапаном, совершающим возвратно-поступательное движение.

Дозатор глубинный гравитационный (ГГД)

Назначение

Дозатор глубинный гравитационный (ГГД) предназначен для обеспечения равномерной подачи нерастворимых в воде реагентов при эксплуатации скважин любым способом с целью предотвращения образования водонефтяных эмульсий, отложений парафина в скважинах и нефтепромысловом оборудовании, улучшения реологических свойств нефти.

Дозатор обеспечивает непрерывную равномерную подачу химреагента в пределах 1,0-20,0 л/сут.

Дозатор может применяться в скважинах с дебитом до 200 м³/сут с обводненностью не менее 10 % при температуре рабочей среды 10 – 100 °С.

Плотность применяемого химреагента должна быть ниже плотности попутно-добываемой воды не менее чем на 30 кг/м³, а кинематическая вязкость – не более 450 мм/с.

Дозатор в процессе эксплуатации спускается в эксплуатационную колонну на срок до очередных ремонтных работ.

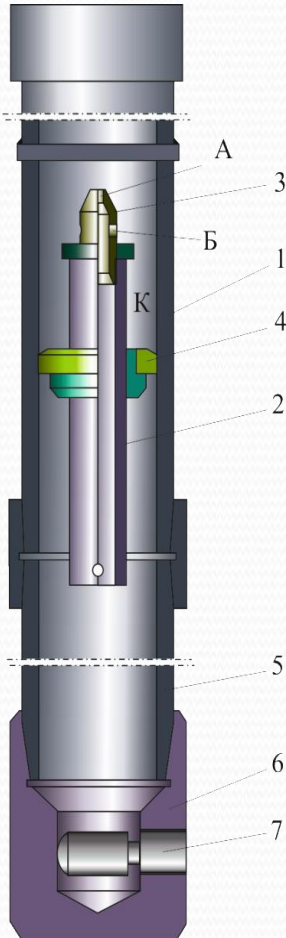
Устройство

Дозатор состоит из корпуса 1, сердечника 2 с отверстием в нижней части для монтажа, сменного дозирующего узла 3, штуцера 4 для монтажа узла 2 на резьбе, дозирующий узел (головка) 3 имеет калиброванные отверстия А и Б, которые выполняются на заданном расстоянии. Нижняя часть корпуса 1 привернута к колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) 5, служащей для заливки химреагента. На нижнюю часть колонны НКТ наверхнута заглушка 6 со сбивным клапаном 7.

Таблица 20.

Технические характеристики

Наименование показателя	Значение
Условный диаметр НКТ, образующих контейнер для реагента, мм	73 (89)
Диапазон расхода химреагента, л/сут	1,0-20,0
Габаритные размеры, мм:	
- диаметр	73 (89)
- длина дозатора	500
- длина дозирующего устройства.	250
Срок службы, не менее, лет	12
Масса, кг	12



Принцип работы

Скважинная жидкость (нефть с водой) поступает в кольцевую камеру К. За счет разности удельных весов нефти и воды, вода оседает в кольцевой камере и вытесняет химреагент из контейнера через отверстие А. Дозировка подачи химреагента из контейнера легко осуществляется изменением диаметра выходного отверстия А или расстояния между отверстиями А и Б. Отверстие Б должно быть расположено ниже уровня щели на 50-60 мм. Объем дозатора берется с таким расчетом, чтобы количество химреагента в контейнере было достаточно до проведения следующего подземного ремонта скважин, при котором проводится его повторная заправка. В скважинах, оборудованных ШГН, дозатор устанавливается под насосом, в скважинах с УЭЦН – дозатор подвешивается через кожух.

Дозатор для конкретной скважины подбирается по разработанной методике исходя из дебита, обводненности, свойств воды, нефти и химреагента. Дозатор прост в изготовлении, эксплуатации, имеет низкую стоимость, срок службы – до 12 лет, обеспечивает экономичный расход химреагента, не требует обслуживания в процессе эксплуатации. Успешно внедрен более чем на 120 скважинах. Подвешенный контейнер с химреагентом под ШГН исключает потерю хода плунжера, тем самым повышается КПД насоса. Дозатор защищен патентом РФ.

Комплектность

Таблица 21.

Наименование показателя	Количество, шт.
Дозирующее устройство	1
Корпус с присоединительным устройством	1
Заглушка со сбивным клапаном	1



**Спасибо
за внимание!**