

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР



ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ
СКВАЖИН



Каталог 2024





ЗАКАНЧИВАНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ СКВАЖИН

Большой опыт создания новой техники и тщательный анализ ее работы в промысловых условиях позволили создать и защитить патентами целый ряд устройств нового поколения. Ответственность за качество выпускаемой продукции, сроки ее изготовления, возможность проведения независимой ценовой политики привели к созданию собственного производства, что позволило «ЗЭРС» охватить все стадии создания продукции от разработки через производство к внедрению, взаимодействие которых с каждым годом приводит к достижению все более совершенных результатов.

конструкторы

заводы

испытания

производство

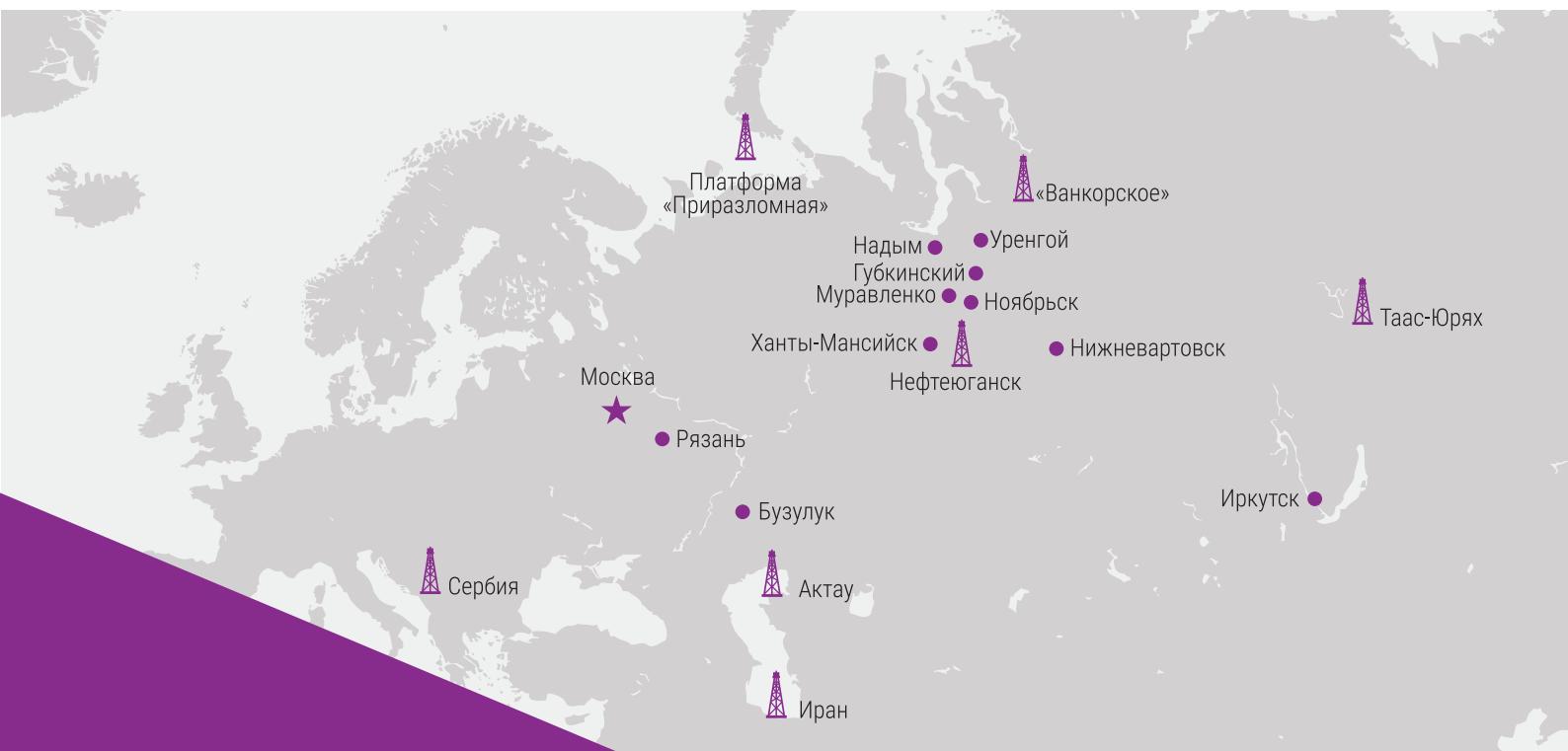
логистика

филиалы

инженерное сопровождение

технологии

География бизнеса



ЗАВОД город РЯЗАНЬ

9768 м² Общая производственная площадь

205 Количество сотрудников
80% специалисты высшего разряда

СЕРТИФИКАТЫ И РАЗРЕШИТЕЛЬНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ



ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ТС RU C-RU.H005.В.00045

Серия RU № 0029619

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации нефтегазового оборудования ННП "ВНИИБТ - сертификат". Адреса: 14004, Московская область, г. Люберцы, 1-я Паневеский проезд, д. 1 Б, офис № 10 (юридический); 140014, Московская область, г. Люберцы, 1-й Паневеский проезд, д. 3, офис 313 (фактический). Телефон: (495) 5449803, 5022948. Факс: (495) 5449811. E-mail: ppe-cert@mail.ru. Аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.11H005 выдан 18.10.2013 г. Федеральной службой по аккредитации.

ЗАВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью научно-технический центр "ЗЭРС" Адреса: Россия, 109147, г. Москва, Б. Фаворский пер., д. 22, помещение V (юридический); Россия, 107078, Москва, ул. Новая Басманная, д. 14, стр. 1 (фактический). ОГРН: 1026201080290 Телефон: (495) 6322194. Факс: (495) 6322197. E-mail: info@zers.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью научно-технический центр "ЗЭРС" Адреса: Россия, 109147, г. Москва, Б. Фаворский пер., д. 22, помещение V (юридический); Россия, 107078, Москва, ул. Новая Басманная, д. 14, стр. 1 (фактический). ОГРН: 1026201080290 Телефон: (495) 6322194. Факс: (495) 6322197. E-mail: info@zers.ru

ПРОДУКЦИЯ Оборудование и оснастка для заканчивания и крепления скважин согласно перечню в приложении к настоящему сертификату на 2-х листах (бланк № 0036864 и № 0036865) Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ТС 8431 43 000

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования" (Утвержден Решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 823)

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ - протокола сертификационных испытаний № 46/14 от 03.11.2014 г., выданного испытательной лабораторией ННП "ВНИИБТ - сертификат" (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.21ХТ19 действителен по 09.03.2016); - акта по результатам анализа состояния производства от 03.11.2014 г., проведенного органом по сертификации нефтегазового оборудования ННП "ВНИИБТ-сертификат" (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.11H005 действителен по 08.09.2015 г.)

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Условия хранения - по ГОСТ 15150-40(К2). Срок хранения без переконсервации - не более 18 месяцев. Срок эксплуатации равен сроку эксплуатации обсадной колонны. Схема сертификации 1с.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 03.12.2014 г. ПО 02.12.2019 г. ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (главный инженер) А.К. Зубурдаев
Эксперт (эксперт-аудитор)
Эксперты (эксперты-аудиторы))

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ТС RU C-RU.M010.В.02999

Серия RU № 0658112

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «ЗЭРС». Место нахождение: 119119, Российская Федерация, город Москва, Леонтьевский проезд, дом 42, корпус 1-2, этаж 1, помещение 1, комната 35. Адрес места осуществления деятельности: 117405, Российской Федерации, город Москва, улица Кирпичные Въезды, дом 2, корпус 1, 3-й этаж, комната № 11. Телефон: +7 (495) 664-23-98, адрес электронной почты: info@standart-centr.ru. Аттестат аккредитации регистрационный № РА.RU.11M010. Дата регистрации аттестата аккредитации: 20.08.2015 года

ЗАВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «ЗЭРС». Основной государственный регистрационный номер: 1026201080299. Место нахождение: 109147, Российской Федерации, город Москва, Большой Фаворский переулок, дом 22, помещение V Адрес места осуществления деятельности: 107078, Российской Федерации, город Москва, улица Новая Басманная, дом 14, строение 1 Телефон: +7 (495) 6322194, адрес электронной почты: info@zers.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Научно-технический центр «ЗЭРС». Место нахождение: 109147, Российской Федерации, город Москва, Большой Фаворский переулок, дом 22, помещение V Адрес места осуществления деятельности: 107078, Российской Федерации, город Москва, улица Новая Басманная, дом 14, строение 1 Телефон: +7 (495) 6322194. Факс: (495) 6322197. E-mail: info@zers.ru

ПРОДУКЦИЯ Оборудование нефтегазосистем, бурового геолого-разведочное, согласно приведению - бланк № 0471068. Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3663-081-4488724-2016 - «Ключ управления мультивибратором КУМ», ТУ 3663-083-4488724-2016 - «Мостовой пробег разбуривания МПР», ТУ 3663-084-4488724-2016 - «Мостовой пробег разбуривания МПР-У», ТУ 3663-085-4488724-2016 - «Мостовой пробег разбуривания МПР-У», ТУ 3663-086-4488724-2016 - «Мостовой пробег разбуривания МПР-У», ТУ 3663-087-4488724-2016 - «Пружинный центрирующий радиусный ПЦР», ТУ 3663-088-4488724-2015 - «Гильзовая (разъемная) компенсаторная пружинный центрирующий радиусный ПЦР», ТУ 3663-089-4488724-2015 - «Гильзовая (разъемная) компенсаторная пружинный центрирующий радиусный ПЦР», ТУ 3663-091-4488724-2015 - «Гильзовая (разъемная) ПЦР». Срок службы 10 лет согласно технической документации изготовителя. Срок и условия хранения указаны в эксплуатационной документации, приложенной к изделию. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»: ГОСТ 12.2.232-2012 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Стандарты безопасности труда». Требования безопасности, разделы 4-6.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 15.01.2018 **ПО** 14.01.2023 **ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**

руководитель (главный инженер) А.Н. Ушаков
Эксперт (эксперт-аудитор)
Эксперты (эксперты-аудиторы))



**MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFICATE**

Certificate No: 105669-2011-AQ-LTU-FINAS Initial certification date: 10 November, 2011 Valid: 25 September, 2017 - 31 October, 2020

This is to certify that the management system of

UAB ZERS
Elektrenų g. 7b, LT-51192 Kaunas, Lithuania

has been found to conform to the Quality Management System standard:
ISO 9001:2015

This certificate is valid for the following scope:
SERVICE OF METAL PROCESSING.

Place and date:
Kaunas, 25 September, 2017

For the issuing office:
DNV GL Business Assurance Finland Oy Ab
Kellasatama 5, 02150 Espoo, Finland

IAF
International Accreditation Forum
FINAS
Finnish Accreditation Service
5301 (EN ISO/IEC 17021)

Smj
Andrius Šimkus
Management Representative

Lack of fulfillment of conditions as set out in the Certification Agreement may render this Certificate invalid.
ACCREDITED UNIT: DNV GL BUSINESS ASSURANCE FINLAND OY AB, Kellusatama 5, 02150 Espoo, Finland. TEL +358 10 292 4200, assurance.dnvgl.com

УТВЕРЖДАЮ
Председатель комиссии
по проведению специальной оценки
условий труда

А.Ф. Стрыхарь
(подпись) А.Ф. Стрыхарь
(Фамилия, имя, отчество)
18.09.2017 г.

ОТЧЕТ
о проведении специальной оценки условий труда в
**Обществе с ограниченной
ответственностью "Научно-
технический центр "ЗЭРС"**
(наименование работодателя)

Юридический адрес: 109147, г. Москва, Б. Факельный переулок, д. 22, пом. V;
почтовый адрес: 107078, г. Москва, ул. Новая Басманная, д. 14, стр. 1
(место нахождения и осуществления деятельности работодателя)

6229024740
(ИИН работодателя)

1026201/080290
(ОГРН работодателя)

74.20.14; 11.20.1; 31.65.6
(код основного вида экономической деятельности по ОКВЭД)

Члены комиссии по проведению специальной оценки условий труда:

О.И. Е.В. Овчинникова *18.09.2017*
(подпись) ф.и.о. (дата)
Д.А. Журавский
(подпись) Д.А. Журавский
(ФИО) (дата)



СОДЕРЖАНИЕ

Сертификаты и разрешительная документация 3–4

I. ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКОВ

Подвеска хвостовика нецементируемая извлекаемая ПХН-И	10
Подвеска хвостовика нецементируемая ПХН1	12
Подвеска хвостовика нецементируемая ПХН2	16
Подвеска хвостовика нецементируемая, с возможностью вращения при спуске ПХНВ	20
Подвеска хвостовика нецементируемая с ориентируемым клином ПХН-КО	22
Подвеска хвостовика цементируемая защищенная ПХЦЗ	24
Подвеска хвостовика цементируемая защищенная вращающаяся ПХЦЗВ	28
Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая ПХГМЦ	32
Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая защищенная ПХГМЦЗ	38
Подвеска хвостовика с разъединением до цементирования ПХРЦ	40
Подвеска хвостовика цементируемая для безмуфтовых труб ПХЦБТ	46
Подвеска хвостовика защищенная для ступенчатого цементирования ПХЗСЦ	48
Подвеска хвостовика, вращающаяся при цементировании ПХВЦ	50
Подвеска хвостовика, с двойным разъединением до цементирования ПХГМРЦ	52

II. ПАКЕРЫ

Пакер гидравлический защищенный ПГРПЗ	56
Пакер гидравлический проходной ПГП, ПГП1, ПГП6	58
Пакер герметизации межпластовых перетоков ПГМП	60
Пакер гидравлический проходной с малогабаритным клапанным узлом ПГПМ1.245	62
Пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ, ПГМЦ2, ПГМЦ4, ПГМЦ6	64
Пакер манжетного цементирования ПМЦ, ПМЦР	68
Пакер водонабухающий и нефтенабухающий ПНВ и ПНН	70

III. ОСНАСТКА

Муфта манжетного цементирования ММЦ1	76
Разъединитель колонный для водяных скважин РКВС	78
Разъединитель комбинированный вращаемый РКВО	80
Клапан манжетного цементирования КМЦ	82
Цементировочная корзина ЦК	83
Приспособление опрессовочное ПО	84
Устройство секционного спуска колонны УССК, УССКП	86
Устройство для гидроразрыва УГРХ	90
Устройство экранирующее УЭЦС	92
Клапан обратный шаровой КОШ2, КОШ4, КОШТ	94
Клапан обратный закладной КОЗ-НКТ	97
Седло-ловушка СЛ	98

Пакер дополнительный верхний модульный ПДВ-М	99
Пакер дополнительный верхний ПДВ2	100
Стоп-патрубок доливочный СПД2	102
Центратор пружинный ПЦ	104
Пружинный центратор радиусный ПЦР	106
Центратор-турбулизатор низкофрикционный ЦТН	107
Стопорное кольцо СКЦ	108
Цементировочный клапан обратный дроссельный ЦКОД	109
Башмак колонный БК	110
Фильтр скважинный ФС, ФБ	114

IV. ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ

Устройство для селективной промывки скважины УСПС	122
---	-----

V. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Комплекс технических средств для крепления скважины хвостовиком с последующим многоступенчатым гидроразрывом	126
Пакер гидравлический для гидроразрыва пласта ПГРП	128
Пакер водонефтебувающий для гидроразрыва	130
Фрак-порт закрываемый ФПЗ и ФПЗН	132
Фрак-порт разрывной ФПР	135
Композитная мостовая пробка МПР	136
Муфта манжетного цементирования для гидроразрыва пласта ММЦ-Г	138
Ключ управления муфтами КУМ.114	140
Муфта ступенчатого гидроразрыва пласта управляемая МСГРП-У	141

VI. ПРИМЕРЫ КОМПОНОВОК ДЛЯ РЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАДАЧ

Крепление скважины нецементируемым хвостовиком	144
Крепление скважины нецементируемым хвостовиком, с промывкой через башмак и разобщением интервалов набухающими пакерами	145
Крепление скважины нецементируемым хвостовиком, с разобщением пластов рукавными пакерами	146
Крепление скважины цементируемым хвостовиком с сплошным цементированием, с разобщением пластов рукавными пакерами	147
Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с дополнительным разобщением вышележащих пластов рукавными пакерами	148
Крепление скважины нецементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов набухающими пакерами	149
Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов набухающими пакерами	150
Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов гидравлическими пакерами	151
Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с двухступенчатым цементированием	152
Крепление скважины хвостовиком, с сплошным цементированием, с последующим проведением многостадийного ГРП	153



ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКОВ

Подвеска хвостовика
некементируемая
извлекаемая
ПХН-И

10

Подвеска хвостовика
некементируемая
ПХН1

12

Подвеска хвостовика
некементируемая
ПХН2

16

Подвеска хвостовика
некементируемая,
с возможностью
вращения при спуске
ПХНВ

20

Подвеска хвостовика
некементируемая
с ориентируемым
клином
ПХН-КО

22

Подвеска хвостовика
кементируемая
защищенная
ПХЦЗ

24

Подвеска хвостовика
кементируемая
защищенная
вращающаяся
ПХЦЗВ

28

Подвеска хвостовика
гидромеханическая
кементируемая
ПХГМЦ

32

Подвеска хвостовика
гидромеханическая
кементируемая
защищенная
ПХГМЦЗ

38

Подвеска хвостовика
с разъединением
до кементирования
ПХРЦ

40

Подвеска хвостовика
кементируемая
для безмуфтовых
труб
ПХЦБТ

46

Подвеска хвостовика
защищенная
для ступенчатого
кементирования
ПХЗСЦ

48

Подвеска хвостовика,
вращающаяся
при кементировании
ПХВЦ

50

Подвеска хвостовика,
с двойным разъединением
до кементирования
ПХГМРЦ

52



Подвеска хвостовика нецементируемая извлекаемая **ПХН-И**

Предназначена для спуска и подвески нецементируемых хвостовиков, с возможностью их последующего извлечения в случае необходимости.

Устройство для спуска и подвески хвостовиков ПХН-И состоит из двух узлов, размещенных на общем корпусе:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла разъединителя, обеспечивающего спуск устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с осуществлением промывок или установкой спускаемого оборудования, и приведение в действие узла якоря устройства с последующим гидравлическим разъединением транспортировочной колонны от устройства.

При необходимости извлечения устройства с хвостовиком из скважины производят спуск колонны НКТ с внутренней труболовкой (или специальным инструментом), которая устанавливается в проходном канале корпуса. При создании натяжения колонны НКТ около 5 тонн в зоне подвески происходит деактивация узла якоря и подъем из скважины.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПХН.60/102-И	ПХН.73/114-И
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	60	73
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	102	114
Наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	83	94
Проходной диаметр устройства (после срабатывания), мм	50	60
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа		
- узла якоря	11±10%	11±5%
- узла разъединителя	16±10%	15±5%
Максимальная осевая нагрузка при съеме устройства (без учета нагрузки от веса хвостовика и установленного на нем оборудования) ¹ , кН (тн)	40 (4)	50 (5)
Максимальное внутреннее избыточное давление, МПа	20	20
Максимальная рабочая температура ² , °C		100
Максимальная растягивающая нагрузка ³ , кН	200 (20)	300 (30)
Присоединительные резьбы:		
- верхняя по ГОСТ 633	60	73
- нижняя ГОСТ 633	60	73
Длина, в рабочем положении, мм	1308	1320
Масса, в рабочем положении, кг	30	32

¹ Значения приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Подвеска хвостовика нецементируемая **ПХН1**

Предназначена для крепления скважин хвостовиками без цементирования и выпускается в двух исполнениях, которые различаются по способу перекрытия внутреннего пространства:

- при помощи дроссельно-запорного клапана, путем повышения производительности промывки;
- при помощи пуска цементировочной пробки или шара и прокачки до посадки в специальное стоп-седло, размещенное в подвеске;

Подвески ПХН1, оборудованные узлом УИФ (узел изоляции фильтров), позволяют проводить промывку через башмак.

Подвеска ПХН1 представляет собой комплекс из четырех функционально законченных и полностью независимых друг от друга узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла гидромеханического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок, приведения в действие всех устройств с последующим автоматическим отсоединением транспортировочной колонны от устройства;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

Конструкция ПХН1 практически идентична конструкции подвески хвостовика цементируемой защищенной ПХЦ31, с той лишь разницей, что на конце трубы, проходящей через все устройство, вместо полой подвесной пробки размещено стоп-седло или дроссельно-запорный клапан, и труба не герметична, а имеет отверстия.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХН1.102/146; ПХН1.102/146-01	ПХН1.114/168; ПХН1.114/168-01	ПХН1. 114/168-УИФ
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	102	114	
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	146	168	
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается заякоривание, мм	135	154	
Наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	120 (122)	138 (141)	
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	89	99	
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа			
- узла якоря	16,5	16	
- узла пакера	16,5	16	
- узла разъединителя	20	20	
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, МПа		15	
Максимальная рабочая температура ² , °C		100	
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	600	700	
Присоединительные резьбы ⁴ :			
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-86	3-102	3-102
- нижняя ГОСТ 632	ОТМ 102	ОТМ 114	ОТМ 114
- патрубка ГОСТ 633	—	—	60
Длина, в рабочем положении, мм	3340	3331	3563
Масса, в рабочем положении, кг	119 (125)	160 (163)	170

¹ Значения приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	ПХН1. 127/178; ПХН1. 127/178-01	ПХН1. 127/178-114; ПХН1. 127/178-114- 01	ПХН1. 127/178- УИФ	ПХН1. 127/178-114- УИФ
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	127	114	127	114
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	178	178	178	178
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм			166	
Наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм			149 (152)	
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	111	99	111	99
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа				
- узла якоря		16		
- узла пакера		16		
- узла разъединителя		20		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, МПа		15		
Максимальная рабочая температура ² , °C		100		
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	800	700	800	700
Присоединительные резьбы:				
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-102	3-102	3-102	3-102
- нижняя ГОСТ 632	OTTM 127	OTTM 114	OTTM 127	OTTM 114
- патрубка ГОСТ 633	–	–	60	60
Длина, в рабочем положении, мм	3395	3375	3678	3678
Масса, в рабочем положении, кг	182 (185)	182 (185)	190	182

¹ Значения приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.





Подвеска хвостовика нецементируемая **ПХН2**

Предназначена для крепления скважин хвостовиками без цементирования.

Подвеска ПХН2 представляет собой комплекс из четырех узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в предыдущей колонне;
- узла механического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного про-странства;
- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок, приведения в действие всех устройств с последующим автоматическим отсоединением транспортировочной колонны от устройства;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъедини-тель.

Конструкция ПХН2 практически идентична конструкции подвески гидромеха-нической цементируемой ПХГМЦ, с той лишь разницей, что через все устройство проходит труба, на конце которой размещено стоп-седло.

Подвески ПХН2.114/168, ПХН2.127/178 и ПХН2.127/178-114 выпускаются в исполнении УИФ, что позволяет производить промывку через башмак.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХН2.102/140	ПХН2.102/146	ПХН2.114/168
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	102	102	114
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	140	146	168
Наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	115 (117)	120 (122)	138 (141)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	85	89	99
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	127	132	132
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа			
- узла якоря	14		
- узла разъединителя	20		
Разгрузка, необходимая для приведения в действие узла пакера, кН	150		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, МПа	30		
Максимальная рабочая температура ² , °C	100		
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	600	600	700
Присоединительные резьбы ⁴ :			
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-86	3-102	3-102
- нижняя ГОСТ 632	OTTM-102	OTTM-102	OTTM-114
Длина, в рабочем положении, мм	3340	3331	3563
Масса, в рабочем положении, кг	108	135	152

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.⁴ Для устройства ПХН2.102/140 и ПХН2.102/146 резьба OTTM 102 выполняется по ТУ 14-161-163.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	ПХН2. 127/178	ПХН2. 127/178-114	ПХН2. 168/245	ПХН2. 178/245
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	127	114	168	178
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	178	178	245	245
Наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	150 (152)	149 (211)	211(213)	211 (213)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм		149 (152)		
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	111	99	150,5	157
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа				
- узла якоря		14		
- узла разъединителя		20		
Разгрузка, необходимая для приведения в действие узла пакера, кН		150		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, МПа		30		
Максимальная рабочая температура ² , °C		100		
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	800	700	1000	1000
Присоединительные резьбы ⁴ :				
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-102	3-102	3-133	3-133
- нижняя ГОСТ 632	OTTM 127	OTTM 114	OTTM 168	OTTM 178
Длина, в рабочем положении, мм	4138	4183	3769	4095
Масса, в рабочем положении, кг	219	240	385	420

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.⁴ Для устройства ПХН2.102/140 и ПХН2.102/146 резьба OTTM 102 выполняется по ТУ 14-161-163.

DMU

Unit: Feedrate enable missing

T.F.S

T ROMB
3 D1

F

0.000

0.000

mm/rev

100%

Time /
counter

Program
levels

100

100%
150

S4
Master 8
50

Basic blocks

Act. values
Machine

Simult.
record.



Prog
co

PROGRAM

X

1 2 3 4 5 6



Подвеска хвостовика нецементируемая, с возможностью вращения при спуске

ПХНВ

Подвеска хвостовика нецементируемая ПХНВ предназначена для крепления скважин хвостовиками без цементирования с возможностью вращения хвостовика при спуске. Подвески ПХНВ, оборудованные узлом УИФ (узел изоляции фильтров), позволяют проводить промывку через башмак.

Подвеска ПХНВ представляет собой комплекс из четырех функционально законченных и полностью независимых друг от друга узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла гидромеханического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, с вращением, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок, приведения в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны от хвостовика;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	102
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	178
Наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	8
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	149 (152)
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	99
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа	
- узла якоря	16
- узла пакера	16
- узла разъединителя	20
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, МПа	15
Максимальная рабочая температура ² , °C	100
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	700 (70)
Присоединительные резьбы:	
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-102
- нижняя ГОСТ 632	ОТТГ 114
- патрубка по ГОСТ 633	60
Длина, в рабочем положении, мм	3950
Масса, в рабочем положении, кг	192

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Подвеска хвостовика некементируемая с ориентируемым клином **ПХН-КО**

Подвеска хвостовика некементируемая с ориентируемым клином ПХН-КО предназначена для спуска некементируемого хвостовика с последующим забуриванием с клина подвески второго ствола скважины и спуском второго некементируемого хвостовика.

Подвески выпускаются в двух исполнениях ПХН-К02 и ПХН-К05, которые отличаются по способу разъединения:

- ПХН-К02 разъединение натяжкой после приведения в действие якоря;
- ПХН-К05 разъединение гидравлически, повышением давления.

При использовании устройств типа ПХН-КО осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск устройства в составе хвостовика на бурильной колонне;
- ориентирование направления клина подвески с помощью устройства для ориентирования компоновок в скважине УОКС;
- приведение в действие якоря повышением давления до 16 МПа;
- разъединение от бурильной колонны: натяжкой до 25 тн (ПХН-К02) или повышением давления до 20 МПа (ПХН-К05).

Механизм работы подвески обеспечивает ориентирование клина в заданном направлении. Давление на узлы подвески передается только в случае правильной установки клина.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХН-К02.153	ПХН-К02.143	ПХН-К05.153А
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114	114	114
Максимальный наружный диаметр, мм	145	136	145
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	60	60	58
Длина, в рабочем положении, мм	6639	5610	7535
Масса, в рабочем положении, кг	433	423	473
Диаметр долота, для зарезки второго ствола, мм	152,4	142,9	152,4
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа			
- узла якоря	4–16	4–16	13
- узла разъединителя	—	—	16
Угол перекоса клина, градус	433	423	473
Максимальная рабочая температура ² , °C	100	100	100
Максимальная растягивающая осевая нагрузка ³ , кН	400	400	600
Присоединительные резьбы:			
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-86	3-86	3-86
- нижняя ГОСТ 632	OTTM-102	OTTM-114	OTTM-114

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Подвеска хвостовика цементируемая защищенная **ПХЦЗ**

Подвеска хвостовика цементируемая защищенная ПХЦЗ предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием, проведения технологических операций, связанных с цементированием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и последующим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика.

Область применения устройства – вертикальные, наклонно направленные (пологие) стволы скважин и стволы с горизонтальным окончанием, в которые спускаются и цементируются хвостовики (потайные обсадные колонны).

Подвеска ПХЦЗ состоит из четырех функционально законченных и работающих независимо друг от друга узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла гидромеханического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с промывками, приведение в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны и устройства;
- узла механического разъединения, дублирующего работу гидравлического.

После окончания спуска хвостовика до заданной глубины и проведения технологических промывок, осуществляется следующая совокупность технологических операций для приведения в действие устройства ПХЦЗ:

- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора для разделения его от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство до получения сигнала «стоп»;
- приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до величины $P = 16$ МПа. Через отверстие в полом штифте давление передается во внутреннюю полость гидропривода. Взаимодействуя с плашками, гидропривод раздвигает их в радиальном направлении и прижимает к стенкам технической колонны;

- приведение в действие узла пакера производится повышением внутреннего избыточного давления до величины $P = 16$ МПа. Давление передается во внутреннюю полость гидропривода, происходит срез винтов и перемещение толкателя, который, взаимодействуя с манжетами и находящимся между ними центратором, герметично прижимает манжеты к стенкам технической колонны;
- узел разъединителя приводится в действие при наращивании внутреннего избыточного давления до величины $P = 20$ МПа. Давление передается на поршень, срезные винты разрушаются, поршень перемещается и освобождает при этом упоры и, таким образом, отсоединяется от наружного корпуса и соединенного с ним хвостовика;
- узел механического разъединения приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо, 20 оборотов; предварительно необходимо установить на индикаторе вес, соответствующий весу транспортировочной колонны в жидкости;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

В процессе крепления скважины в состав хвостовика включаются следующие технические средства:

- **при сплошном цементировании** хвостовика нижняя труба хвостовика оснащается башмаком, затем устанавливается обратный клапан и стоп-патрубок. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦЗ, которая соединяется с транспортировочной колонной;
- **при манжетном цементировании** хвостовика нижняя труба фильтровой части хвостовика оснащается башмаком, над фильтровой частью устанавливается пакер для манжетного цементирования одной из моделей ПГМЦ, ПГМЦ2 или ПГМЦ4. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦЗ, которая соединяется с транспортировочной колонной.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХЦ3.89/140-76	ПХЦ31.102/146	ПХЦ31.114/168
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	89	102	114
Диаметр, рекомендуемая толщина стенки (внутренний диаметр) обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	139,7*9,2(121,3)	146,1*7,7(130,7)	168,3*8,9(150,5)
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	111 (114)	120 (122)	138 (141)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	76	89	99
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	128	137	155
Значения управляющих внутренних избыточных давле- ний для приведения в действие устройств ¹ , МПа			
- узла якоря	16		
- узла пакера	16		
- узла разъединителя	20		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пакером зонами, МПа	15		
Максимальная рабочая температура ² , °C		100	
Максимальная растягивающая нагрузка на корпусные детали ³ , кН	600	600	700
Присоединительные резьбы ⁴ :			
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-86	3-86	3-102
- нижняя ГОСТ 632	89	OTTM 102	OTTM 114
Длина, в рабочем положении, мм	3361	3788	3757
Масса, в рабочем положении, кг	107	140	174,4

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	ПХЦ31. 114/168-102	ПХЦ31. 127/178	ПХЦ31. 127/178-114	ПХЦ31. 127/178-102
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	127	114	102
Диаметр, рекомендуемая толщина стенки (внутренний диаметр) обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	168,3*8,9 (150,5)		177,8*10,4 (157)	
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	138 (141)		149 (152)	
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	89	111	99	89
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	155		167	
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа				
- узла якоря		16		
- узла пакера		16		
- узла разъединителя		20		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пакером зонами, МПа		15		
Максимальная рабочая температура ² , °C		100		
Максимальная растягивающая нагрузка на корпусные детали ³ , кН	600	800	700	600
Присоединительные резьбы ⁴ :				
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-102 OTTM 102	3-102 OTTM 127	3-102 OTTM 114	3-102 OTTM 102
- нижняя ГОСТ 632				
Длина, в рабочем положении, мм	3757	3678	3775	3765
Масса, в рабочем положении, кг	174,4	187	187	180,4

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.⁴ Для устройства ПХЦ3.89/140-76 нижняя резьба выполняется по ГОСТ 633. Для устройства ПХЦ3.102/140-80/117, ПХЦ31.102/146, ПХЦ31.114/168-102, ПХЦ31.127/178-102 резьба OTTM 102 выполняется по ТУ 14-161-163.



Подвеска хвостовика цементируемая защищенная вращаемая **ПХЦЗВ**

Подвеска хвостовика цементируемая защищенная вращаемая ПХЦЗВ предназначена для проведения спуска с вращением, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием, проведения цементирования с вращением и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и последующим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика.

Подвеска ПХЦЗВ состоит из четырех функционально законченных и работающих независимо друг от друга узлов:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла гидромеханического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла гидравлического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с промывками, приведение в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны и устройства;
- узла механического разъединения, позволяющего проводить вращение вправо при спуске и цементировании, однако, в случае невозможности поднять давление дублирующего работу гидравлического. Активация узла механического разъединения производится путем проворота транспортировочной колонны влево 0,5 оборота и последующим вращением вправо не менее 10 оборотов производится разъединение транспортировочной колонны от хвостовика.

После окончания спуска хвостовика до заданной глубины, при необходимости с вращением и проворотом, и проведения технологических промывок, осуществляется следующая совокупность технологических операций для приведения в действие устройства ПХЦЗВ:

- проведение цементирования хвостовика с вращением и пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора для разделения его от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство до получения сигнала «стоп»;
- приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до величины $P = 16$ МПа;

- приведение в действие узла пакера производится повышением внутреннего избыточного давления до величины Р = 16 МПа;
- узел разъединителя приводится в действие при наращивании внутреннего избыточного давления до величины Р = 20 МПа;
- узел механического разъединения приводится в действие вращением транспортировочной колонны на полоборота влево и затем вращением вправо;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

В процессе крепления скважины в состав хвостовика включаются следующие технические средства:

- **при сплошном цементировании** хвостовика нижняя труба хвостовика оснащается башмаком, затем устанавливается обратный клапан и стоп-патрубок. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦЗВ, которая соединяется с транспортировочной колонной;
- **при манжетном цементировании** хвостовика нижняя труба фильтровой части хвостовика оснащается башмаком, над фильтровой частью устанавливается пакер для манжетного цементирования одной из моделей ПГМЦ, ПГМЦ2 или ПГМЦ4. На последнюю трубу хвостовика устанавливается подвеска ПХЦЗВ, которая соединяется с транспортировочной колонной.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХЦЗВ. 102/146	ПХЦЗВ. 114/168-102	ПХЦЗВ. 114/168
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	102	114
Диаметр, рекомендуемая толщина стенки (внутренний диаметр) обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	146,1*7,7 (130,7)		168,3*8,9 (150,5)
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	120 (122)	138 (141)	138 (141)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	89	89	99
Максимальный крутящий момент, кН*м	6	7	7
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	137	155	155
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа:			
- узла якоря	16		
- узла пакера	16		
- узла разъединителя	20		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пакером зонами, МПа		15	
Максимальная рабочая температура ² , °C		100	
Максимальная растягивающая нагрузка на корпусные детали ³ , кН	600	600	700
Присоединительные резьбы:			
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-86	3-102	3-102
- нижняя ГОСТ 632	TMK PF 102	TMK PF 102	ОТТГ 114
Длина, в рабочем положении, мм	3894	4023	4023
Масса, в рабочем положении, кг	157	182	184

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПХЦЗВ.127/178	ПХЦЗВ.127/178-114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	127	114
Диаметр, рекомендуемая толщина стенки (внутренний диаметр) обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	177,8*10,4 (157)	
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	149 (152)	149 (152)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	111	99
Максимальный крутящий момент, кН*м	8	8
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	167	167
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа:		
- узла якоря	16	
- узла пакера	16	
- узла разъединителя	20	
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пакером зонами, МПа	15	
Максимальная рабочая температура ² , °C	100	
Максимальная растягивающая нагрузка на корпусные детали ³ , кН	800	700
Присоединительные резьбы:		
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-102	3-102
- нижняя ГОСТ 632	ОТТГ-127	ОТТГ-114
Длина, в рабочем положении, мм	3945	3945
Масса, в рабочем положении, кг	195	201

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая **ПХГМЦ**

Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая ПХГМЦ предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием, проведения технологических операций, связанных с цементированием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и автоматическим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика и подъемом транспортировочной колонны

Подвеска ПХГМЦ представляет собой комплекс из четырех работающих независимо друг от друга функционально законченных узлов:

- гидравлического якоря;
- гидравлического разъединителя;
- механического пакера;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

Подвеска имеет ряд блокировок: гидравлическое разъединение защищено от преждевременного срабатывания до момента срезки полой подвесной пробки, пакер может сработать только после разъединения.

Подвеска состоит из двух частей: установочного инструмента и собственно подвески, включающей в себя узел пакера, узел якоря и заходную воронку.

При использовании подвесок типа ПХГМЦ осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск устройства в скважину в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;
- проведение промывок с ограничением по давлению (не более 75% от давления зажоривания);
- проведение промывки на забое без ограничения по давлению (срабатывание якоря меняет площадь кольцевого пространства незначительно);
- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для отделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика с ограничением по давлению продавки после срезки подвесной пробки (не более 75% от давления разъединения) и получение сигнала «стоп»;

- приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до 14 МПа;
- приведение в действие узла гидравлического разъединения производится повышением давления до 20 МПа;
- узел механического разъединения приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо;
- приведение в действие узла пакера осуществляется путем частичной разгрузки веса транспортировочной колонны на «голову» хвостовика;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	ПХГМЦ. 102/140- 85/117	ПХГМЦ. 102/140- 89/119	ПХГМЦ. 102/146	ПХГМЦ. 114/168- 102
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	102	102	102
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	140	140	146	168
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	115 (117)	117 (119)	120 (122)	138 (141)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	85	89	89	89
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	127	129	132	158
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа:				
- узла якоря	18,5		14	
- узла разъединителя	23,5		20	
Максимальный перепад давления между зонами, разобщаемыми гидромеханическим пакером, МПа		30		
Максимальная рабочая температура ² , °С		100		
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	600	600	600	600
Присоединительные резьбы:				
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-86	3-86	3-102	3-133
- нижняя ТУ 14-161-163	OTTM-102	OTTM-102	OTTM-102	OTTM-102
Длина, в рабочем положении, мм	3612	3687	3754	3769
Масса, в рабочем положении, кг	107,5	110	152	152

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХГМЦ.114/168	ПХГМЦ. 127/178-114	ПХГМЦ. 146/219-114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114	114	114
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	168	178	219
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	138 (141)	150 (152)	182 (184)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	99	99	99
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	158	160	208
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа:			
- узла якоря	14		
- узла разъединителя	20		
Максимальный перепад давления между зонами, разобщаемыми узлом пакера подвески, МПа	30		
Максимальная рабочая температура ² , °C	100		
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	700	700	700
Присоединительные резьбы:			
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-102 OTTM-114	3-102 OTTM-114	3-133 OTTM-114
- нижняя ГОСТ 632			
Длина, в рабочем положении, мм	3769	3875	4000
Масса, в рабочем положении, кг	152	213	319

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХГМЦ. 178/245-114	ПХГМЦ.127/178	ПХГМЦ.146/219
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114	127	146
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	245	178	219
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	211 (213)	150 (152)	182 (184)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	99	111	129
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	231	160	196
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа: - узла якоря - узла разъединителя	14 20	16 20	
Максимальный перепад давления между зонами, разобщаемыми узлом пакера подвески, МПа		30	
Максимальная рабочая температура ² , °С		100	
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	700	800	1000
Присоединительные резьбы: - верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864) - нижняя ГОСТ 632	3-102 OTTM-114	3-102 OTTM-127	3-133 OTTM-146
Длина, в рабочем положении, мм	4265	3855	4010
Масса, в рабочем положении, кг	400	196	319

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХГМЦ. 178/245-146	ПХГМЦ.168/245	ПХГМЦ.178/245
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	146	168	178
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм		245	
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм		211 (213)	
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	129	150,5	157
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм		231	
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа:			
- узла якоря	16		14
- узла разъединителя	20		20
Максимальный перепад давления между зонами, разобщаемыми узлом пакера подвески, МПа	15	15	15
Максимальная рабочая температура ² , °C		100	
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН		1000	
Присоединительные резьбы:			
- верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864)	3-133	3-133	3-133
- нижняя ГОСТ 632	OTTM-146	OTTM-168	OTTM-178
Длина, в рабочем положении, мм	4275	3769	4095
Масса, в рабочем положении, кг	400	385	380

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая защищенная **ПХГМЦЗ**

Подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая ПХГМЦЗ повышенной грузо-подъемности предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементированием; проведения технологических операций, связанных с цементированием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера и автоматическим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика и подъемом транспортировочной колонны.

Подвеска ПХГМЦЗ представляет собой комплекс из четырех работающих независимо друг от друга функционально законченных узлов:

- гидравлического якоря;
- гидравлического разъединителя;
- механического пакера;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

Подвеска имеет ряд блокировок: гидравлическое разъединение и гидравлический якорь защищены от преждевременного срабатывания до момента срезки полой подвесной пробки, узел пакера может сработать только после разъединения.

Подвеска состоит из двух частей: установочного инструмента и собственно подвески, включающей в себя узел пакера, узел якоря и заходную воронку.

При использовании подвесок типа ПХГМЦЗ осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск устройства в скважину в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;
- проведение промывок без ограничения по давлению;
- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для отделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика с ограничением по давлению продавки после срезки подвесной пробки (не более 75% от давления разъединения) и получение сигнала «стоп»;
- приведение в действие узла якоря производится повышением внутреннего избыточного давления до 14 МПа;

- приведение в действие узла гидравлического разъединения производится повышением давления до 20 МПа;
- узел механического разъединения приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо;
- приведение в действие узла пакера осуществляется путем частичной разгрузки веса транспортировочной колонны на «голову» хвостовика;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХГМЦ3. 114/168	ПХГМЦ3. 127/178	ПХГМЦ3. 127/178-114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114	127	114
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	168	178	178
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	143	150 (152)	150 (152)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	99	111	99
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	157	167	167
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа: - узла якоря - узла разъединителя	14 20		
Максимальный перепад давления между зонами, разобщаемыми гидромеханическим пакером, МПа	30		
Максимальная рабочая температура ² , °C	100		
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус разъединителя ³ , кН	1000 (100)		
Присоединительные резьбы: - верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864) - нижняя ТУ 14-161-163	3-102 OTTM-114	3-102 OTTM-127	3-102 OTTM-114
Длина, в рабочем положении, мм	4059	4045	4065
Масса, в рабочем положении, кг	165	196	213

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Подвеска хвостовика с разъединением до цементирования

ПХРЦ

Подвеска хвостовика с разъединением до цементирования ПХРЦ предназначена для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине.

Устройство состоит из трех функционально законченных и работающих независимо друг от друга узлов, размещенных на общем корпусе:

- узла якоря, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла механического пакера, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла механического разъединителя, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок и приведением в действие узла якоря, механическим разъединением транспортировочной колонны от устройства, цементированием хвостовика и последующим приведением в действие узла пакера.

Подвеска состоит из двух частей: установочного инструмента и собственно подвески, включающей в себя узел пакера, узел якоря и заходную воронку.

При использовании подвесок типа ПХРЦ осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск устройства в скважину в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;
- проведение промывок, с ограничением по давлению (не более 75% от давления зажоривания);
- проведение промывки на забое без ограничения по давлению (срабатывание якоря меняет площадь кольцевого пространства незначительно);
- пуск шара и его прокачка до посадки в седло пакера ПГМЦ или в спец. седло, устанавливаемое над обратным клапаном;
- активация ПГМЦ (при манжетном цементировании);
- приведение в действие узла якоря повышением внутреннего избыточного давления до 13 МПа;
- повышением давления до 16 МПа открываются цементировочные отверстия в пакере ПГМЦ (при манжетном цементировании) или повышением давления до 20 МПа производится срез спец. седла с шаром для восстановления циркуляции;

- производится разъединение установочного инструмента от подвески путем разгрузки транспортировочной колонны и ее вращения вправо не менее 10 оборотов;
- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для разделения тампонажного раствора от продавочной жидкости;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика и получение сигнала «стоп»;
- приведение в действие узла пакера осуществляется путем частичной разгрузки веса транспортировочной колонны на «голову» хвостовика;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХРЦ. 102/140-89/119	ПХРЦ. 102/146	ПХРЦ. 114/168-102
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	102	102
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	140	146	168
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	117 (119)	120 (122)	138 (141)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	89	89	89
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	127	132	158
Внутреннее избыточное давление для срабатывания узла якоря, МПа	13,0±5%		
Максимальный момент отворота при механическом разъединении, кг*м	30 – 40		
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	600		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, ΔР, МПа	30		
Максимальное внутреннее избыточное давление, МПа	25		
Максимальная рабочая температура ² , °С	100		
Присоединительные резьбы: - верхняя по ГОСТ 28487-90 - нижняя по ТУ 14-161-163-96	3-86 OTTM-102	3-86 OTTM-102	3-102 OTTM-102
Длина, в рабочем положении, мм	4478	4490	4686
Масса, в рабочем положении, кг	130,5	144,5	217

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПХРЦ.114/168	ПХРЦ.127/178	ПХРЦ.127/178-114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114	127	114
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	168	178	178
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	138 (141)	149 (152)	149 (152)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	99	111	99
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	158	164	164
Внутреннее избыточное давление для срабатывания узла якоря, МПа	13,0±5%		
Максимальный момент отворота при механическом разъединении, кг*м	30 – 40		
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	700	800	700
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, ΔР, МПа	30		
Максимальное внутреннее избыточное давление, МПа	25		
Максимальная рабочая температура ² , °C	100		
Присоединительные резьбы: - верхняя по ГОСТ 28487-90 - нижняя по ГОСТ 632-80	3-102 OTTM-114	3-102 OTTM-127	3-102 OTTM-114
Длина, в рабочем положении, мм	4670	4689	4709
Масса, в рабочем положении, кг	208,8	219,6	226,7

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПХРЦБТ.140/178	ПХРЦ.178/245
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	140	178
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	178	245
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	151 (153)	211 (213)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	125,4	159,4
Максимальный внутренний диаметр колонны, в которой обеспечивается зажоривание, мм	160	232
Внутреннее избыточное давление для срабатывания узла якоря, МПа	13,0±5%	
Максимальный момент отворота при механическом разъединении, кг*м	30 – 40	
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	700	100
Максимальный перепад давления между разобщаемыми узлом пакера зонами, ΔР, МПа	70	
Максимальное внутреннее избыточное давление, МПа	70	
Максимальная рабочая температура ² , °C	100	
Присоединительные резьбы: - верхняя по ГОСТ 28487-90 - нижняя по ГОСТ 632-80	3-102 TMK-3	3-133 OTTM-114
Длина, в рабочем положении, мм	3917	4390
Масса, в рабочем положении, кг	197,6	449

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



ecoTurn 450

DMG MORI



Подвеска хвостовика цементируемая для безмуфтовых труб **ПХЦБТ**

Подвеска хвостовика цементируемая для безмуфтовых труб ПХЦБТ предназначена для спуска и проведения сплошного цементирования хвостовика, состоящего из безмуфтовых труб.

Подвеска хвостовика ПХЦБТ состоит из верхнего переводника и корпуса, соединенного специальной левой резьбой с нижним переводником. В корпусе выполнена специальная проточка, в которой расположена цанга, поджатая поршнем, который зафиксирован срезными винтами. Во внутреннем канале устройства размещена подвесная пробка, которая закреплена двумя полыми срезными пробками.

Устройство работает следующим образом. При проведении цементирования хвостовика верхняя цементировочная пробка садится в седло подвесной пробки, и за счет повышения давления происходит срез двух полых пробок, открывается доступ жидкости в полость поршня. После получения сигнала «стоп» производится повышение давления, при этом разрушаются срезные винты, и поршень перемещается, освобождая цангу. При создании натяжения лепестки цанги сжимаются, и таким образом происходит разъединение хвостовика и транспортировочной колонны.

Подвеска оборудована узлом механического разъединения, дублирующего гидравлический. Он приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо.

Область применения устройства – вертикальные, наклонно направленные (пологие) стволы скважин и стволы с горизонтальным окончанием, в которые спускаются обсадные колонны диаметром 102, 114, 120 и 140 мм, состоящие из безмуфтовых труб.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	ПХЦБТ. 102/140	ПХЦБТ. 114/140	ПХЦБТ. 120/146	ПХЦБТ. 140/168
Условный диаметр хвостовика, в составе которого спускается устройство, мм	102	114	120	140
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	108	120	123	144
Проходной диаметр устройства, мм	86,5	98,5	105	124
Диаметр отверстия в седле пробки, мм	30	40	40	40
Максимальное внутреннее давление на корпус устройства, МПа	25	25	25	25
Длина устройства в сборе, мм	2105	2105	2105	2105
Масса устройства, кг	45	78	73,35	78,1
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН (тн)	600 (60)	700 (70)	770 (77)	900 (90)
Максимальная рабочая температура ² , °С	100	100	100	100
Присоединительные резьбы: - верхняя ГОСТ 633 - нижняя ТУ 14-157-61-99	73 TMK-3	73 TMK-3	73 TMK-3	73 TMK-3

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



Подвеска хвостовика защищенная для ступенчатого цементирования **ПХЗСЦ**

Подвеска хвостовика защищенная для ступенчатого цементирования ПХЗСЦ предназначена для спуска, подвески и герметизации хвостовиков с двухступенчатым цементированием. Подвеска используется совместно с муфтой ММЦ1.

При использовании устройств типа ПХЗСЦ осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск комплекса в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;
- проведение 1-й ступени сплошного или манжетного цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для его разделения от продавочной жидкости;
- стыковка верхней цементировочной пробки с нижней полой цементировочной пробкой, установленной в подвеске;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика, снятие защиты от преждевременного срабатывания при прохождении цементировочных пробок через муфту, и получение сигнала «стоп» 1-й ступени и закрытие цементировочных окон;
- открытие цементировочных окон повышением внутреннего избыточного давления на глубине установки муфты до величины давления открытия цементировочных окон;
- смыв тампонажного раствора первой ступени находящегося выше цементировочных окон муфты;
- проведение 2-й ступени цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора, для его разделения от продавочной жидкости;
- стыковка верхней цементировочной пробки с верхней полой цементировочной пробкой, установленной в подвеске;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика и получение сигнала «стоп» 2-й ступени и закрытие цементировочных окон;
- проверка закрытия окон муфты сбросом давления до 0;
- повышение внутреннего избыточного давления и последовательное приведение в действие узлов подвески ПХЗСЦ: якоря, пакера и разъединителя хвостовика от транспортировочной колонны;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны;
- разбуривание цементировочных пробок, и седла в муфте ММЦ по окончании сроков ОЗЦ.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПХЗСЦ. 102/146	ПХЗСЦ. 114/168
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	146	168
Максимальный наружный диаметр устройства (по центратору), мм	120 (122)	138 (141)
Проходной диаметр устройства (после срабатывания), мм	89	99
Минимальный проходной диаметр в верхнем переводнике, мм	55	61
Максимальный диаметр окружности, описывающей раздвижные и герметизирующие элементы устройства в рабочем положении, мм	159	159
Длина, в рабочем положении, мм	3797	3816
Масса, в рабочем положении, кг	165	170
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	600	700
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ² , МПа:		
- узла якоря	16	
- узла пакера	16	
- узла разъединителя	20	
Давление срезки полых подвесных пробок, МПа	4,0÷5,0	
Максимальный перепад давления между разобщаемыми гидромеханическим пакером зонами, МПа	15,0	
Максимальная рабочая температура ³ , °C	100	
Присоединительные резьбы ⁴ :		
- верхняя ГОСТ 28487	3-86	3-102
- нижняя ГОСТ 632	ОТТМ 102	ОТТМ 114

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.³ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.⁴ Для устройства ПХЗСЦ.102/146 резьба ОТТМ 102 выполняется по ТУ 14-161-163.



Подвеска хвостовика, вращаемая при цементировании **ПХВЦ**

ПХВЦ подвеска хвостовика с возможностью вращения как при спуске, так и после разъединения, при цементировании. Разъединение производится перед цементированием двумя способами: гидравлическим или механическим.

Подвеска рассчитана на передачу высокого крутящего момента, выдерживает большие осевые нагрузки и позволяет спускать хвостовики в самых тяжелых условиях.

Подвеска состоит из отдельных узлов: пакера, якоря и установочного инструмента.

Подвеска имеет ряд блокировок от преждевременного срабатывания:

- Узел пакера приводится в действие после разъединения и подъема установочного инструмента, путем частичной разгрузки веса бурильной колонны;
- Механическое разъединение производится проворотом бурильной колонны влево на четверть оборота.

Позволяет производить следующие работы:

- Спуск хвостовика с вращением и проработкой;
- Проведение промежуточных промывок;
- Активация подвески производится после пуска и прокачки шара до посадки его в срезное седло;
- Приведение в действие узла якоря, путем повышения давления до 14 МПа и разгрузкой веса хвостовика;
- Проведение разъединения хвостовика от бурильной колонны путем повышения давления до 18 МПа;
- Проверка разъединения путем подъема бурильной колонны до падения давления;
- Спуск обратно бурильного инструмента и проверка герметичности;
- Восстановление циркуляции путем повышения давления до 22 МПа для срезки седла с шаром;
- Вращение хвостовика во время операции по цементированию;
- Проведение цементирования, с пуском верхней цементировочной пробки для разделения тампонажного и продавочного растворов;
- Стыковка верхней цементировочной пробки с полой подвесной пробкой, установленной в подвеске;

- Получение сигнала «стоп», свидетельствующего об окончании продавливания тампонажного раствора;
- Вымыв избыточного тампонажного раствора с «головы» хвостовика;
- Приведение в действие узла пакера подвески хвостовика путем частичной разгрузки веса бурильной колонны на нажимную втулку. Бурильную колонну при этом можно вращать.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПХВЦ. 127/178	ПХВЦ. 127/178-114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	127	114
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	178	178
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	148	148
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	112	99
Внутреннее давление, при котором напряжения в корпусных деталях достигают предела текучести, МПа	87,5	87,5
Растягивающая нагрузка, при котором напряжения в корпусных деталях достигают предела текучести, кН	1956	1800
Максимальный крутящий момент, передаваемый через подвеску, кН*м	30	30
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств, МПа: - узла якоря - узла разъединителя	14,0 18,0	
Максимальный перепад давления между зонами, разобщаемыми гидромеханическим пакером, МПа	70	70
Максимальная рабочая температура, °C	150	150
Присоединительные резьбы: - верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864) - нижняя ¹	3-102	3-102

¹ Нижняя присоединительная резьба выполняется по требованию Заказчика



Подвеска хвостовика, с двойным разъединением до цементирования

ПХГМРЦ

Разъединение данной подвески производится перед цементированием двумя способами: гидравлическим или механическим.

Подвеска состоит из отдельных узлов: пакера, якоря и установочного инструмента.

Подвеска имеет ряд блокировок от преждевременного срабатывания:

- узел пакера приводится в действие после разъединения и подъема установочного инструмента, путем частичной разгрузки веса бурильной колонны;
- механическое разъединение производится вращением бурильной колонны вправо.

Позволяет производить следующие работы:

- Спуск хвостовика;
- Проведение промежуточных промывок;
- Активация подвески производится после пуска и прокачки шара до посадки его в срезное седло;
- Приведение в действие узла якоря, путем повышения давления до 14 МПа и разгрузкой веса хвостовика;
- Проведение разъединения хвостовика от бурильной колонны путем повышения давления до 18 МПа или проведение разъединения вращением бурильной колонны вправо;
- Проверка разъединения путем подъема бурильной колонны до падения давления;
- Спуск обратно бурильного инструмента и опрессовка герметичности;
- Восстановление циркуляции путем повышения давления до 22 МПа для срезки седла с шаром;
- Проведение цементирования, с пуском верхней цементировочной пробки для разделения тампонажного и продавочного растворов;
- Стыковка верхней цементировочной пробки с полой подвесной пробкой, установленной в подвеске;
- Получение сигнала «стоп», свидетельствующего об окончании продавливания тампонажного раствора;
- Вымыг избыточного тампонажного раствора с «головы» хвостовика;
- Приведение в действие узла пакера подвески хвостовика путем частичной разгрузки веса бурильной колонны на нажимную втулку.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПХГМРЦ.127/178-114	ПХГМРЦ.178/245А
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114	178
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	178	245
Максимальный наружный диаметр устройства по телу (по центратору), мм	149 (152)	211 (213)
Проходной диаметр, после срабатывания, мм, не менее	99	158
Внутреннее давление, при котором напряжения в корпусных деталях достигают предела текучести, МПа	700	700
Растягивающая нагрузка, при котором напряжения в корпусных деталях достигают предела текучести, кН	700	1500
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств, МПа:		
- узла якоря	13,0	
- узла разъединителя	18,0	
Максимальный перепад давления между зонами, разобщаемыми гидромеханическим пакером, МПа	70	300
Максимальная рабочая температура, °C	150	150
Присоединительные резьбы: - верхняя ГОСТ 28487 (ГОСТ Р 50864) - нижняя ¹	3-102 OTTM-1142	33-133- OTTM178

¹ Нижняя присоединительная резьба выполняется по требованию Заказчика



ПАКЕРЫ

Пакер гидравлический
зашитенный

ПГРПЗ

56

Пакер гидравлический
проходной

ПГП, ПГП1, ПГП6

58

Пакер герметизации
межпластиных
перетоков

ПГМП

60

Пакер гидравлический
проходной
с малогабаритным
клапанным узлом

ПГПМ1.245

62

Пакер гидравлический
для манжетного
цементирования

**ПГМЦ, ПГМЦ2,
ПГМЦ4, ПГМЦ6**

64

Пакер манжетного
цементирования

**ПМЦ,
ПМЦ-Р**

68

Пакер водонабухающий
и нефтенабухающий

ПНВ и ПНН

70



Пакер гидравлический защищенный **ПГРПЗ**

Пакер гидравлический защищенный ПГРПЗ предназначен для разобщения интервалов открытого ствола (или обсадной колонны) скважин при проведении различных технологических операций, в том числе и при проведении многостадийного гидроразрыва пластов (МСГРП).



НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ				
	ПГРПЗ. 102/118	ПГРПЗ. 102/136	ПГРПЗ. 114/136	ПГРПЗ. 114/144	ПГРПЗ. 114/148
Условный диаметр обсадной колонны (хвостовика), оборудованной устройством, мм	102				114
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	123,8	142,9	142,9	152,4	155,6
Наружный диаметр, мм	118	136	136	144	148
Проходной диаметр после срабатывания, мм, не менее	88		98		
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус, кН	600				700
Внутреннее избыточное давление срабатывания пакера, МПа - при всех срезных винтах	17,5		18		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пакером зонами, МПа	70				
Максимальное внутреннее избыточное давление на пакер, МПа	70				
Максимальная рабочая температура, °C	100				
Длина в рабочем положении, мм	1416	1344	1410	1410	
Масса в рабочем положении, кг	45	56	65	78	80
Присоединительные резьбы: - верхняя и нижняя по ГОСТ 632-80 и ГОСТ Р 53365	OTTM-102		OTTM-114		

Пакер гидравлический проходной **ПГП, ПГП1, ПГП6**

Пакер гидравлический проходной для предотвращения межпластовых перетоков типа ПГП предназначен для надежной изоляции газонефтеводоносных пластов.

Пакер состоит из двух основных узлов: рукавного уплотнителя и клапанного узла. ПГП1 и ПГП6 оснащены клапанной системой с пружиной.

Пакер работает следующим образом: при прохождении через пакер цементировочной пробки она сбивает полый штифт, открывая доступ жидкости в клапанный узел. Таким образом производится подготовка к срабатыванию. После получения сигнала «стоп» и сброса давления происходит подготовка клапанной системы к процессу пакеровки, и при последующем повышении давления в колонне жидкость из обсадной колонны поступает в подрукавную полость. После сброса давления в пакерах ПГП, ПГП1 и ПГП6 клапанная система переключается и отсекает жидкость в подрукавной полости, сохраняя ее объем под рукавом.



НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ						
	ПГП.89 (ПГПУ.89)	ПГП.102/89 (ПГПУ.102/89)	ПГП.1.114 (ПГПУ.1.114)	ПГП.127	ПГП.6.146 (-01)	ПГП.1.168 (ПГП.6.168)	ПГП.178
Условный диаметр обсадной колонны (хвостовика), оборудованной пакером, мм	89	102	114	127	146	168	178
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в который производится спуск, мм	120,6	124	146	152,4	215,9	215,9	215,9
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа				15			
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм		2900 (1200)		2900	1120 (2820)	1120	1120
Коэффициент пакеровки:							
- номинальный	1,12	1,11	1,1	1,07	1,23	1,1	1,09
- максимальный	1,25	1,3	1,3	1,25	1,45	1,4	1,4
Максимальная рабочая температура ¹ , °C				100			
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус пакера, МПа				25			
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус ² , кН	500	600	700	800	850	1200	1100
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	75,9	88	99	105,6	129	150,5	157
Наружный диаметр, мм	108	118	134	142	180	197	203
Длина, не более:	5374	5431	5396		4088	4503	
- в рабочем положении, мм	(3724)	(3610)	(3696)	5600	(5908)	(4423)	4247
Масса, не более:	108	137	124,7		185,6	220	
- в рабочем положении, кг	(77,9)	(116)	(96,6)	178,6	(247)	(213)	250

¹ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.² Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Пакер герметизации межпластовых перетоков

ПГМП

Пакер герметизации межпластовых перетоков типа ПГМП предназначен для надежной изоляции газонефтеводоносных пластов, в условиях, когда уровень в скважине находится не на устье.

Пакер состоит из двух основных узлов: уплотнительных манжет и узла защиты от преждевременного срабатывания.

Пакер работает следующим образом: при прохождении через пакер цементировочной пробки она сбивает полый штифт, открывая доступ жидкости к толкателю. Таким образом производится подготовка к срабатыванию. После получения сигнала «стоп» и повышения давления в колонне до величины разрушения срезных винтов (устанавливается путем подбора необходимого количества срезных винтов перед спуском пакера в скважину), толкатель начинает перемещаться деформируя манжеты в осевом направлении и прижимая манжеты в радиальном направлении к стенкам скважины. Перемещение толкателя фиксируется фиксатором.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПГМП.168	ПГМП.245
Условный диаметр обсадной колонны (хвостовика), оборудованной устройством, мм	168	245
Наружный диаметр, мм, не более	208	280
Проходной диаметр после срабатывания, мм, не менее	150,5	224
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус, кН ¹	1500	2000
Внутреннее избыточное давление для приведения пакера в действие, МПа		
- при всех срезных винтах	20	15
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пакером зонами, МПа	15	12
Максимальное внутреннее избыточное давление на пакер, МПа	25	20
Максимальная рабочая температура ² , °С		100
Длина в рабочем положении, мм	2331	2720
Масса в рабочем положении, кг	163	337
Присоединительные резьбы:		
- верхняя и нижняя по ГОСТ 632-80 и ГОСТ Р 53365	ОТМ-168	ОТМ-245

¹ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.² Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Пакер гидравлический проходной с малогабаритным клапанным узлом

ПГПМ1.245

Пакер гидравлический проходной для предотвращения межпластовых перетоков ПГПМ1, для обсадных колонн 245 мм предназначен для надежной изоляции газонефтеводоносных пластов.

Пакер ПГПМ1 состоит из следующих основных элементов: корпуса, на котором при помощи стальных обжимных стаканов закреплен резинотканевый уплотнительный элемент, узла защиты пакера от преждевременного срабатывания, корпуса клапанного узла, клапанного узла, нижнего переводника.

Пакер работает следующим образом: в процессе цементирования цементировочная пробка проходит через внутреннюю полость пакера и сбивает полые срезные штифты с манжетой, открывая, таким образом, доступ жидкости к клапанной системе пакера. После получения сигнала «стоп» и сброса давления, клапан переключается, происходит подготовка клапанной системы к процессу пакеровки, и при последующем повышении давления в колонне жидкость из обсадной колонны поступает в подрукавную полость. Повышение избыточного давления на глубине установки пакера до 6–8 МПа раздувает уплотнительный элемент, герметично прижимая его к стенкам скважины. При сбросе этого давления клапанная система переключается и отсекает жидкость в подрукавной полости, сохраняя ее объем под рукавом.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПГПМ1.245Б	ПГПМ1.245ВГ
Наружный диаметр, мм		280
Проходной диаметр, после срабатывания, мм		224
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм		2080
Коэффициент пакеровки:		
- номинальный		1,11
- максимальный		1,24
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа		15
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус пакера, МПа	15	28
Максимальное наружное избыточное давление на корпус пакера, МПа	12	15
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус пакера ¹ , кН		2000
Максимальная рабочая температура ² , °C		100
Длина, не более:		
- в рабочем положении, мм	5350	5520
Масса, не более:		
- в рабочем положении, кг		501
Вероятность безотказной работы, не менее		0,95

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



Пакер гидравлический для манжетного цементирования

ПГМЦ, ПГМЦ2, ПГМЦ4, ПГМЦ6

Пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ предназначен для проведения манжетного цементирования и надежного разобщения фильтровой и цементируемой частей потайных обсадных колонн (хвостовиков) и изоляции газонефтеводоносных пластов.

Пакер ПГМЦ состоит из двух объединенных в одно целое устройств: гидравлического пакера и цементировочной муфты. Муфтовая часть устройства представляет собой систему механически связанных между собой втулок, закрепленных на срезных винтах, перекрывающих цементировочные отверстия и вход в подрукавную полость. Конструкция пакерной части устройства аналогична конструкции пакера ПГП. Конструкция пакерной части пакера ПГМЦ2 аналогична пакеру ПГРП.

ПГМЦ работает следующим образом: перед цементированием вовнутрь транспортировочной колонны сбрасывается шар и прокачивается до посадки в седло. Повышением давления до $4,0 \text{ МПа} \pm 10\%$ срезаются винты, и втулка перемещается вниз, до упора в буртик, открывая таким образом доступ жидкости к клапанной системе пакерной части устройства. После этого давление сбрасывается до 0, и клапанная система готовится пакер к срабатыванию. При повторном наращивании давления до 6–8 МПа рукав раздувается, герметично разобщая цементируемую и нецементируемую части хвостовика по затрубному пространству. Последующий сброс давления до 0 переключает клапанную систему и закрывает доступ жидкости в пакерную часть устройства.

Пакеры ПГМЦ2 и ПГМЦ4 работают аналогичным образом, но они не требуют сброса давления для подготовки клапанной системы к пакеровке.

Следующим циклом повышения давления до 16 МПа производят открытие цементировочных окон. После затворения и продавки тампонажного раствора полая цементирочная пробка (совместно с верхней цементировочной пробкой) садится в седло и повышением внутреннего избыточного давления до 5 МПа закрывает цементировочные окна и фиксирует свое положение.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ							
	ПГМЦ.89 (ПГМЦУ.89)	ПГМЦ.102/89 (ПГМЦУ.102/89)	ПГМЦ.6.114 (ПГМЦУ.6.114)		ПГМЦ.127	ПГМЦ.6.146	ПГМЦ.1.168	ПГМЦ.178
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной пакером, мм	89	102	114	127	146	168	178	
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	120,6	123,8	146	152,4	215,9	215,9	215,9	
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа					15			
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм		2900 (1200)		2900		1120		
Внутреннее избыточное давление открытия цементировочных окон ¹ , МПа ±10%	16	16	16	15	15	16	16	
Внутреннее избыточное давление закрытия цементировочных окон ¹ , МПа ±10%	5,0	3	2,9	3,0	2,6	2,5	2,5	
Коэффициент пакеровки:								
- номинальный	1,12	1,11	1,11	1,11	1,18	1,13	1,13	
- максимальный	1,25	1,3	1,35	1,3	1,45	1,3	1,35	
Максимальная рабочая температура ² , °С				100				
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус ³ , кН	500	600	700	800	850	1200	950	
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	75,9	88	98,5	105,6	129	150,5	157	
Наружный диаметр, мм	108	118	134	142	180	197	203	
Длина, не более:								
- в рабочем положении, мм	5588 (3938)	5660 (3805)	5645 (3945)	5660	5923	5279	5404	

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПГМЦ2. 102/89	ПГМЦ4.102 (ПГМЦУ4.102)	ПГМЦ4.114 (ПГМЦУ4.114)
Условный диаметр обсадной колонны (хвостовика), оборудованной пакером, мм	102	114	
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	124		146
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа		15	
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм	70*	3000 (1200)	3000 (1200)
Внутреннее избыточное давление открытия цементировочных окон ¹ , МПа±10%		16	
Внутреннее избыточное давление закрытия цементировочных окон ¹ , МПа±10%	3		5
Коэффициент пакеровки:			
- номинальный	1,06	1,07	1,14
- максимальный	1,29	1,25	1,25
Максимальная рабочая температура ² , °C		100	
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус пакера, МПа		25	
Максимальное наружное избыточное давление на корпус пакера ³ , МПа		25	
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус ⁴ , кН	600	600	600
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	89	85	95
Наружный диаметр, мм	118	116	128
Длина, не более:			
- в рабочем положении, мм	2836	5200 (3500)	5271 (3571)

¹ Давление срабатывания при всех срезных винтах.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

³ Расчетная величина.

⁴ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

* Узел пакера в ПГМЦ2.102 гидромеханический, имеет две уплотнительные манжеты.





Пакер манжетного цементирования **ПМЦ, ПМЦ-Р**

Пакер манжетного цементирования ПМЦ предназначен для разобщения цементируемой и нецементируемой частей обсадной колонны (хвостовика) при проведении манжетного цементирования. Пакер используется совместно с клапаном манжетного цементирования КМЦ.

Пакер выпускается в двух исполнениях ПМЦ и ПМЦ-Р, которые отличаются по типу уплотнительного элемента:

- в ПМЦ уплотнительный элемент представляет собой три манжеты;
- в ПМЦ-Р уплотнительный элемент – резино-тканевый рукав.

Пакер приводится в действие перед цементированием, путем пуска шара и прокачки его до посадки в седло, расположенное внутри пакера. При этом происходит деформация уплотнительного элемента и, таким образом, запакеровка кольцевого пространства между стенками скважины и обсадной колонной (хвостовиком).

Пакер оборудован доливным клапаном, который позволяет производить спуск без перелива.



НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПМЦ.102	ПМЦ-Р.102 (ПМЦУ-Р.102)
Наружный диаметр, мм	118	
Проходной диаметр, после разбуривания, мм	88	
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм	280	2800 (1200)
Коэффициент пакеровки:		
- номинальный	1,06	1,11
- максимальный	1,29	1,3
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки, МПа	15	
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус пакера, МПа	25	
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус пакера ¹ , кН	600	
Максимальная рабочая температура ² , °C	100	
Длина, не более:		
- в рабочем положении, мм	1416	4991 (3291)
Масса, не более:		
- в рабочем положении, кг	45	104 (91)
Вероятность безотказной работы, не менее	0,95	

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



Пакер водонабухающий и нефтенабухающий **ПНВ и ПНН**

ООО «НТЦ «ЗЭРС» разработало различные модели пакеров, в которых уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с определенными жидкостями (водой или нефтью).

Существенными достоинствами набухающих пакеров является:

- надежная и необратимая изоляция пластов при строительстве скважин;
- отсутствие в конструкции пакеров клапанных систем и подвижных частей, обуславливающих возможность отказа пакера;
- отсутствие необходимости в проведении специальных операций и специальном спускном инструменте для их установки в скважине;
- способность к самозалечиванию и восстановлению герметизирующих свойств.

Пакеры с эластомером, набухающим в углеводородной среде маркируются ПНН, а с эластомером, набухающим в водной среде маркируются ПНВ.

Пакеры ПНВ и ПНН могут устанавливаться как в обсадной колонне, так и в открытом стволе скважины, применяться на различных этапах строительства скважин, в том числе и при креплении боковых стволов в качестве дублирующего устройства для повышения качества крепления бокового ствола в интервале между подвеской хвостовика и вырезанным окном в эксплуатационной колонне.

Пакеры с уплотнительными элементами из набухающих эластомеров могут также применяться для эффективной и надежной изоляции пластов при строительстве горизонтальных и многоствольных скважин, повышения качества цементирования, в комплексах для регулируемого разобщения пластов с фильтрами ФСО или устройствами КРР и во многих других операциях при креплении скважин и разобщении пластов.

Пакер набухающий модели ПНВ и ПНН предназначен для разобщения пространства в открытом стволе или обсадной колонне.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ТИПОРАЗМЕР ПАКЕРА ПНВ ИЛИ ПНН							
	60/85	73/94	102/118	102/124	114/136	114/144	114/148	127/148
Условный диаметр хвостовика, на котором спускается пакер, мм	60	73	102	102	114	114	114	127
Рекомендуемый диаметр ствола скважины, в котором устанавливается пакер, мм	89	99	124÷128	132	143÷146	152÷156	156÷160	156÷160
Максимальный перепад давления на пакер, МПа	7,5	7,5				70		
Длина эластомера, мм	850	850				1200		
Длина пакера, мм	1600	1600				2600		
Наружный диаметр пакера, мм	85	94	118	124	136	144	148	148
Масса, кг	20	27	58	61	72	75	78	81
Максимальная рабочая температура, °С					100			
Ориентировочное время набухания пакера до полной изоляции пространства скважины ¹ , дней			5...7				7...9	

¹ Значения параметров указываются для номинального диаметра ствола скважины исходя из применяемых марок набухающих резин и скважинных условий (температура, тип скважинной жидкости при спуске и эксплуатации и т.д.).





OCHACTKA

Муфта манжетного
цементирования

ММЦ1

76

Разъединитель
колонный
для водяных скважин

РКВС

78

Разъединитель
комбинированный
вращаемый

РКВО

80

Клапан манжетного
цементирования

КМЦ

82

Цементировочная
корзина

ЦК

83

Приспособление
опрессовочное

ПО

84

Устройство
секционного
спуска колонны

УССК, УССКП

86

Устройство
для гидоразрыва

УГРХ

90

Устройство
экранирующее

УЭЦС

92

Клапан
обратный шаровой

**КОШ2, КОШ4,
КОШБТ**

94

Клапан
обратный закладной

КОЗ-НКТ

97

Седло-ловушка

СЛ

98

Пакер дополнительный
верхний модульный

ПДВ-М

99

Пакер дополнительный
верхний

ПДВ2

100

Стоп-патрубок
доливочный

СПД2

102

Центратор
пружинный

ПЦ

104

Пружинный центратор
радиусный

ПЦР

106

Центратор-турбулизатор
низкофрикционный

ЦТН

107

Стопорное
кольцо

СКЦ

108

Цементировочный
клапан обратный
дроссельный

ЦКОД

109

Башмак
колонный

БК

110

Фильтр
скважинный

ФС, ФБ

114



Муфта манжетного цементирования **ММЦ1**

Муфта манжетного цементирования предназначена для двухступенчатого или манжетного цементирования обсадных колонн или хвостовиков диаметром 102, 114, 127, 140, 146, 168, 178 и 245 мм.

При использовании муфты типа ММЦ1 осуществляется следующая совокупность технологических операций:

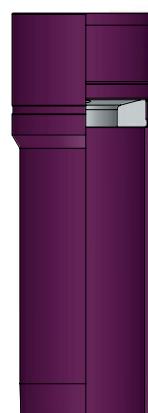
- проведение первой ступени цементирования обсадной колонны с пуском первой цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство обсадной колонны и получение сигнала «стоп»;
- повышение внутреннего избыточного давления и открытие цементировочных окон в муфте;
- смыв избыточного тампонажного раствора первой ступени;
- проведение второй ступени цементирования обсадной колонны с пуском второй цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора;
- продавливание тампонажного раствора второй ступени в затрубное пространство обсадной колонны и получение сигнала «стоп»;
- закрытие окон муфты повышением внутреннего избыточного давления.



1-я цементировочная пробка



2-я цементировочная пробка



Стоп-патрубок

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ							
	ММЦ1.102	ММЦ1.114	ММЦ1.127	ММЦ1.140	ММЦ1.146	ММЦ1.168	ММЦ1.178	ММЦ1.245
Условный диаметр обсадной колонны, в составе которой спускается муфта, мм	102	114	127	140	146	168	178	245
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск муфты, мм	124	142,9	155,6	190,5	190,5	215,9	215,9	295,3
Максимальный наружный диаметр, мм	120	136	148	172	178	197	204	282
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	88	98	110	124	130	150	158	220
Внутреннее избыточное давление открытия цементировочных окон ¹ , МПа±10%	16,0	16,0	14,0	16,0	16,0	16,0	16,0	14,0
Внутреннее избыточное давление закрытия цементировочных окон ¹ , МПа±10%	3,5	2,2	2,0	4,0	5,0	5,0	4,0	3,5
Максимальная рабочая температура ² , °С						100		
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус муфты, МПа						25		
Максимальное наружное избыточное давление на корпус муфты ³ , МПа	35,0	35,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	19,0
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус муфты ³ , кН	600	700	800	1000	1000	1200	1200	2300
Длина, в рабочем положении, мм	1013	1990	2299	2865	2865	2888	2865	2333
Масса, в рабочем положении, кг	29,1	67,5	95	118	122	134	150	265

¹ Давление срабатывания при всех срезных винтах.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Расчетная величина.

Разъединитель колонный для водяных скважин **PKBC**

Разъединитель PKBC предназначен для отсоединения транспортировочной колонны при спуске потайных обсадных колонн (хвостовиков). Объектом применения PKBC являются скважины, обсаженные колоннами диаметром 245, 324 мм, в которые спускаются хвостовики из обсадных труб диаметром 168 мм. PKBC.168/245 применяется совместно с гидравлическим якорем ЯГР 168/245.

При использовании разъединителя PKBC осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск разъединителя PKBC и комплекта принадлежностей (технологической оснастки), поставляемого с ним, в составе хвостовика 168 мм на равнопроходной транспортировочной колонне труб с внутренним диаметром не менее 150 мм или на бурильной колонне 127 мм;
- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки цементного раствора, для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- продавливание цементного раствора в затрубное пространство хвостовика и получение сигнала «стоп»;
- разгрузка (посадка) разъединителя на воронку, предварительно установленную в обсадную колонну 245 или 324 мм;
- разъединение хвостовика от транспортировочной колонны механическим способом путем вращения колонны вправо;
- проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Рабочая среда, в которой работает разъединитель – буровой и тампонажный растворы, обработанные химическими реагентами, минерализованная пластовая вода, нефть и газ при температуре до 100 °C.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	PKBC.168/324	PKBC.168/245
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	168	168
Условный диаметр обсадной колонны, в которую производится спуск и установка разъединителя в скважине, мм	324	245
Максимальный наружный диаметр разъединителя, мм	206	206
Длина разъединителя, с подвесной пробкой, не более, мм	943	858
Масса разъединителя, с подвесной пробкой, не более, кг	99,5	87,1
Максимальная растягивающая нагрузка, кН (тн)	700(70)	700(70)
Максимальное внутреннее давление на корпус устройства, МПа	25,0	25,0
Максимальная рабочая температура, °C	100	100
Присоединительные резьбы ¹ – верхняя и нижняя по ГОСТ 632-80	OTTM 168 OTTM168	3-133 ² OTTM168

¹Тип присоединительной резьбы согласовывается с заказчиком

²Резьба выполняется по ГОСТ 28487-90

Разъединитель комбинированный вращаемый **РКВО**



ОСНАСТКА

Разъединитель РКВО 168 предназначен для секционного спуска 168 мм обсадной колонны, с возможностью проработки с вращением и промывкой при спуске первой секции.

При использовании разъединителя РКВО 168 осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- спуск разъединителя РКВО и комплекта принадлежностей (технологической оснастки), поставляемого с ним, в составе хвостовика 168 мм на бурильной колонне труб с внутренним диаметром не менее 100 мм;
- проведение, при необходимости, проработки с вращением вправо и промывкой;
- проведение цементирования хвостовика с пуском цементировочной пробки после закачки цементного раствора, для разделения цементного раствора от продавочной жидкости;
- продавливание цементного раствора в затрубное пространство хвостовика и получение сигнала «стоп»;
- гидравлическое разъединение секции от бурильной колонны, путем повышения внутреннего избыточного давления;
- механическое разъединение путем вращения колонны вправо, если по каким-либо причинам не удалось разъединиться гидравлически;
- проведение промывки и подъем бурильной колонны;
- спуск второй секции колонны и герметичнаястыковка с первой секцией;
- открытие цементировочных отверстий в муфте ММЦ1.168 и проведение цементирования второй секции, с пуском цементировочной пробки и закрытием отверстий при получении сигнала «стоп».

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	168
Максимальный наружный диаметр разъединителя, мм	203
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	150
Длина разъединителя, не более, мм	1375
Масса разъединителя, не более, кг	171
Максимальная растягивающая нагрузка, кН (тн)	1300 (130)
Максимальный крутящий момент, кН*м	15
Давление срабатывания узла разъединения, МПа	18,5
Максимальный момент отворота при механическом разъединении, кг*м	50–70
Максимальное внутреннее давление на корпус устройства, МПа	25,0
Максимальная рабочая температура, °C	100
Присоединительные резьбы ¹ : – верхняя по ГОСТ 632-80 – нижняя	3-133 TMK UP CWB 168

¹ Тип присоединительной резьбы согласовывается с заказчиком.

Клапан манжетного цементирования **КМЦ**

Клапан манжетного цементирования предназначен для проведения манжетного цементирования хвостовиков, используется в комплексе с пакером ПМЦ или ПМЦ-Р.

Открытие клапана производится гидравлически, повышением давления. Закрытие клапана происходит автоматически, в любой момент времени, когда затрубное давление будет больше трубного. Окончательное закрытие клапана и фиксация клапана в этом положении происходит при посадке цементировочной пробки в седло, расположенное в клапане.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	КМЦ.102	КМЦ.114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114
Диаметр открытого ствола скважины, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	123,8–124	142,9
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	118	130
Проходной диаметр устройства (после разъединения), мм	88	99
Длина устройства в сборе, мм, не более	594	670
Масса устройства, кг, не более	15,4	20,7
Максимальная растягивающая нагрузка, при которой напряжения в корпусных деталях достигают предела текучести ¹ , кН (тн)	600 (60)	700 (70)
Давление открытия цементировочных отверстий ² , МПа±10%	16,0	
Максимальная рабочая температура ³ , °С	100	
Присоединительные резьбы ⁴ :		
- верхняя по ТУ 14-161-163-96 (ГОСТ 632-80)	ОТМ 102	ОТМ 114
- нижняя по ТУ 14-161-163-96 (ГОСТ 632-80)	ОТМ 102	ОТМ 114

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Давление срабатывания при всех срезных винтах.

³ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

⁴ Тип присоединительных резьб, согласовывается с заказчиком.





Цементировочная корзина ЦК

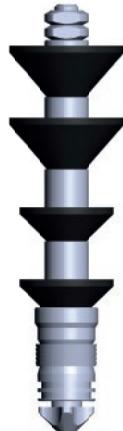
Назначение цементировочной корзины – создание платформы для седиментации тампонажного раствора, заполняющего заколонное пространство скважины за обсадной колонной диаметром 102, 114, 127, 140, 146, 168 и 178 мм.

Во время продавки тампонажного раствора цементировочная пробка проходит через внутреннюю полость устройства и снимает защиту от преждевременного срабатывания. После получения сигнала «стоп» и проверки герметичности обратного клапана внутреннее давление повышают до давления срабатывания устройства, установленного заранее, перед спуском устройства в скважину. При этом разрушаются срезные винты и происходит срабатывание. Лепестковая обечайка расправляется и касается стенки скважины, и таким образом создает платформу для седиментации твердой фазы тампонажного раствора. На ней самопроизвольно формируется уплотненная цементная перемычка, препятствующая опусканию столба тампонажного раствора в стволе скважины.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ						
	ЦК.102/140	ЦК.114	ЦК.127	ЦК.140	ЦК.146	ЦК.168	ЦК.178
Максимальный наружный диаметр, мм	117	130	144	163	170	193	200
Диаметр обсадной колонны, в составе которого спускается устройство, мм	101,6	114,3	127	139,7	146,1	168	178
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	89	99	112	126	127	150	162
Давление срабатывания устройства ¹ , МПа	16	16	16	16	16	16	16
Максимальный диаметр открытия корзины, мм	185	195	195	205	240	250	260
Длина, мм	955	1050	1050	1150	1150	1150	1150
Масса, кг, не более	29	31	34	52	55,5	65,5	69
Максимальная рабочая температура ² , °C	100	100	100	100	100	100	100

¹ Давление срабатывания при всех срезных винтах.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



Приспособление опрессовочное ПО

Приспособление опрессовочное предназначено для опрессовки и шаблонировки бурильной колонны или колонны НКТ. Приспособление включается в состав бурильной колонны при подготовке ствола скважины под спуск обсадной колонны и устанавливается на заданной глубине. После проведения необходимых проработок и промывки на забое пускается пробка. После прокачки объема бурильной колонны до ПО пробка садится в седло. Ступенчатым наращиванием давления проводят опрессовку бурильной колонны. При достижении давления $25,0 \pm 2,5$ МПа происходит срез винтов, и втулка перемещается до упора в торец нижнего переводника, открывая таким образом отверстия в корпусе.

Выпускается модификация П02 в которой значительно снижен эффект гидравлического удара при открытии промывочных отверстий.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	ПО- НКТ. 73	ПО- НКТ. В-73	ПО.000	ПО.102
Условный диаметр бурильной колонны, в составе которого спускается устройство, мм	73	73	73; 89	73; 89
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	89	93,2	121	105
Проходной диаметр устройства, мм	30	30	40	30
Максимальное внутреннее давление, МПа $\pm 10\%$			30,0	
Длина устройства в сборе, мм	830	830	857	911
Масса устройства, кг, не более	28,3	31,4	59	51
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН (тн)			2000 (200)	
Давление открытия промывочных окон ² , МПа $\pm 10\%$			25	
Максимальная рабочая температура ³ , °C			100	
Присоединительные резьбы (верхняя и нижняя) по ГОСТ Р 50864-90 (ТУ 3668-00-7-1403-00-39-2005)	73 ГОСТ 633	В-73 ГОСТ 633	3-102	3-86 (3-83)

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Давление срабатывания при всех срезных винтах.

³ Параметр справочный, связан с эксплуатацией РТИ в скважине.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	П02.102	П0.114	П0.127
Условный диаметр бурильной колонны, в составе которого спускается устройство, мм	73, 89	114	127
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	105	158,8	158,8
Проходной диаметр устройства, мм	30	55	55
Максимальное внутреннее давление, МПа±10%	30	30	30
Длина устройства в сборе, мм	826	1437	1091
Масса устройства, кг, не более	42,2	155,3	118,3
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН (тн)		2000 (200)	
Давление открытия промывочных окон ² , МПа±10%	25	25	25
Максимальная рабочая температура ³ , °C		100	
Присоединительные резьбы (верхняя и нижняя) по ГОСТ Р 50864-90 (ТУ 3668-00-7-1403-00-39-2005)	3-86 3-83	3-122 (3-133)	3-133

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Давление срабатывания при всех срезных винтах.

³ Параметр справочный, связан с эксплуатацией РТИ в скважине.

Устройство секционного спуска колонны **УССК, УССКП**

Секционный спуск хвостовиков возник, во-первых, как практическое решение проблемы спуска обсадных колонн в стволы скважин с интенсивным искривлением и (или) протяженной горизонтальной частью, где спуск хвостовика всегда сопряжен с риском недопуска его проектной глубины. Во-вторых, как возможность проведения манжетного цементирования хвостовика в заданном интервале путем цементирования его второй секции.

Устройство секционного спуска обсадных колонн (хвостовиков) УССК предназначено для спуска на бурильных трубах первой (нижней) секции хвостовика без ее цементирования с последующим спуском и герметичным соединением между собой второй секции хвостовика с последующим цементированием второй секции. УССК наворачивается на верхнюю трубу первой секции хвостовика и спускается в скважину на бурильных трубах.

УССК состоит из двух основных узлов: узла гидравлического отсоединения хвостовика от транспортировочной колонны и узла механического отсоединения (отворота) хвостовика от транспортировочной колонны, размещенных в одном устройстве. После спуска хвостовика до заданной глубины и промывки в транспортировочную колонну сбрасывается шар и прокачивается до посадки его в седло. Повышением давления до 14 МПа срезаются рабочие винты, и происходит срабатывание узла гидравлического отсоединения хвостовика от транспортировочной колонны. В случае отсутствия возможности поднять внутреннее избыточное давление, разъединение осуществляется путем вращения (20 оборотов) транспортировочной колонны вправо.

Устройство секционного спуска обсадных колонн (хвостовиков) с герметизацией пакером УССКП.

Устройство УССКП состоит из трех основных узлов: узла гидравлического рукавного пакера, узла гидравлического отсоединения хвостовика от транспортировочной колонны и узла механического отсоединения (отворота) хвостовика от транспортировочной колонны, размещенных в одном устройстве.

Выпускается модификация устройства секционного спуска УССК-УИФ, с возможностью промывки через башмак, при спуске, и как следствие, возможность применения прорабатывающего башмака, для спуска 1-й секции. Кроме того, первая секция оснащается пакером, дополнительно разобщающим цементируемую и нецементирующую части хвостовика.



НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	УССК.102	УССК.114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114
Диаметр открытого ствола скважины, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	123,8-124	142,9
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	118	132
Проходной диаметр устройства (после разъединения), мм	88	99
Длина устройства в сборе, мм, не более	2381	2416
Масса устройства, кг, не более	60	98,1
Максимальная растягивающая нагрузка, при которой напряжения в корпусных деталях достигают предела текучести ¹ , кН (тн)	600 (60)	700 (70)
Давление срабатывания узла разъединения ² , МПа±10%	13,0	
Максимальная рабочая температура ³ , °C	100	
Присоединительные резьбы: - верхняя по ГОСТ 28487-90 - нижняя по ТУ 14-161-163-96 (ГОСТ 632-80)	3-86 OTTM 102	3-102 OTTM 114

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Давление срабатывания при всех срезных винтах.

³ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	УССКП. 102-УИФ	УССКП. 114-УИФ
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114
Диаметр открытого ствола скважины, в которую производится спуск и установка устройства в скважине, мм	123,8-124	142,9
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	118	132
Проходной диаметр устройства (после разъединения), мм	88	99
Длина устройства в сборе, мм, не более	3481	3646
Масса устройства, кг, не более	114,1	158,1
Максимальная растягивающая нагрузка, при которой напряжения в корпусных деталях достигают предела текучести ¹ , кН (тн)	600 (60)	700 (70)
Давление срабатывания узла разъединения ² , МПа±10%	13,0	
Максимальная рабочая температура ³ , °C	100	
Присоединительные резьбы:		
- верхняя по ГОСТ 28487-90	3-86	3-102
- нижняя по ТУ 14-161-163-96 (ГОСТ 632-80)	ОТМ 102	ОТМ 114
- нижняя по ГОСТ 633-80	60	60

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Давление срабатывания при всех срезных винтах.³ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

СТЫКОВОЧНЫЙ БАШМАК	УССК. 102.100	УССК. 114.100
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	117	127
Проходной диаметр устройства, мм	88	99
Минимальная нагрузка для срабатывания устройства, кг±10%	2000	2000
Максимальная натяжка для проверкистыковки секций колонны, кг	5000	5000
Длина устройства в сборе, мм, не более	250	280
Масса устройства, кг, не более	6,1	6,4
Присоединительная верхняя резьба по ТУ 14-161-163-96 (ГОСТ 632-80)*	ОТМ 102	ОТМ 114

* Тип присоединительных резьб, согласовывается с заказчиком



ЗЭРС

DMC 1035 V ecofin



Устройство для гидроразрыва **УГРХ**

Герметизирующее устройство УГРХ предназначено для защиты эксплуатационной колонны условным диаметром 146, 168 и 178 мм от повышенного давления при проведении гидроразрыва пластов (ГРП) в боковых стволовах скважин.

Объектом применения устройства являются боковые стволы скважин, обсаженные хвостовиками диаметром 102, 114 и 127 мм, спуск которых производился при помощи подвесок ПХЦЗ, ПХГМЦ или ПХРЦ с проходным каналом внутренним диаметром 89, 99 и 111 мм соответственно.

Индекс «Н» в названии УГРХ используется для обозначения устройства, устанавливаемого в голове подвески хвостовика и имеющего увеличенный проход по сравнению с УГРХ, устанавливаемым в нижнем переводнике.

Преимущества устройства для гидроразрыва УГРХ:

- простая в применении и обслуживании конструкция;
- при установке устройства не требуется каких-либо операций с насосно-компрессорными трубами (НКТ) и создания избыточного давления на устье скважины;
- самоуплотняющиеся элементы узла герметизации выдерживают высокие перепады давления;
- большой проходной канал обеспечивает проведение большеобъемных ГРП и снижает абразивный износ внутренней поверхности деталей устройства.

Устройство состоит из гидравлического якоря, переводника с упорной конусной гайкой, удлинительного патрубка, узла герметизации направляющего башмака.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ								
	УГРХ.102/140	УГРХ.102/146	УГРХ.114/168-102	УГРХ.114/168	УГРХ.127/178-114	УГРХ.127/178	УГРХ.102/146Н	УГРХ.114/168Н	УГРХ.127/178Н
Условный диаметр э/колонны для установки якоря, мм	140	146	168	168	178	178	146	168	178
Внутренний диаметр посадочного места в подвеске для установки узла герметизации, мм	85	89	89	99	99	111	108	122	135
Наружный диаметр якоря, мм	118	122	141	141	148	148	122	141	148
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	60	60	60	76	76	76	76	96	96
Максимальный перепад давления, МПа						70			
Максимальная рабочая температура ¹ , °C						100			
Присоединительная резьба по ГОСТ 633-80						89			

¹ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



Устройство экранирующее **УЭЦС**

УЭЦС – экранирующее устройство для ограничения седиментационных процессов в тампонажном растворе, заполняющем заколонное пространство скважины за обсадной колонной диаметром 245, 324 и 426 мм.

Устройство УЭЦС включает в себя пружинную лепестковую обечайку, взаимодействующую с экранирующим элементом – резиновой легкодеформируемой лепестковой манжетой. Крепежный узел представляет собой винты с заостренной частью, которые врезаются при закручивании в поверхность обсадной трубы.

После окончания цементирования лепестковые манжеты и обечайка экранирующего устройства, достаточно плотно контактируя между собой и со стенками скважины (в частности, некруглого сечения), образуют платформу для седиментации твердой фазы тампонажного раствора. На ней самопроизвольно формируется уплотненная цементная перемычка, препятствующая вместе с экранирующим устройством опусканию столба тампонажного раствора в стволе скважины.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	УЭЦС.245	УЭЦС.324	УЭЦС.426
Максимальный наружный диаметр, мм	400	484	600
Диаметр обсадной колонны, мм	245	324	426
Длина, мм	343	320	360
Масса, кг	14,5	15	16
Максимальная рабочая температура ¹ , °C		100	

¹ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

Клапан обратный шаровой **КОШ2, КОШ4, КОШБТ**



Клапан обратный шаровой типа КОШ предназначен для предотвращения обратного перетока тампонажного или бурового раствора из заколонного пространства во внутреннее пространство обсадной колонны условным диаметром 89, 102, 114 и 127 мм.

В клапане обратном КОШ4 шарик поджат пружиной и может применяться в нецементируемых компоновках.

Объектом применения обратного клапана КОШ2 являются скважины, в которые спускаются обсадные колонны (хвостовики) условным диаметром 89, 102, 114 и 127 мм. Объектом применения обратного клапана КОШБТ являются скважины, в которые спускаются обсадные безмутфовые колонны диаметром 102, 114, 120 и 140 мм. Внутренние детали клапана типа КОШ выполнены из алюминиевого сплава.

Допускается свинчивание клапанов КОШ2.114 и КОШ2.127 с трубами с резьбой ОТТГ 114 и ОТТГ 127 ГОСТ 632-80.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	КОШ2.89	КОШ2.102	КОШ2.114	КОШ2.127
Условный диаметр обсадной колонны, в составе которого спускается устройство, мм	89	102	114	127
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	108	110	127	141,3
Проходной диаметр устройства, мм	76	89	99	111
Диаметр шара, мм	46	46	55	55
Максимальное внутреннее давление на корпус клапана, МПа			25	
Максимальный перепад давления, выдерживаемый клапаном снизу вверх, МПа			10	
Длина устройства в сборе, мм	400	380	404	420
Масса устройства, кг, не более	9,2	9,2	12,8	16,8
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН (тн)	600 (60)	700 (70)	800 (80)	
Максимальная рабочая температура, °C			100	
Присоединительные резьбы ² , – верхняя и нижняя по ГОСТ 632-80	НКТ89	ОТМ102	ОТМ114	ОТМ127

¹ Расчетная величина.² Для клапана КОШ2.89 резьба выполняется по ГОСТ 633-80. Для клапана КОШ2.102 резьба выполняется по ТУ 14-161-163-96.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ			
	КОШБТ.102	КОШБТ.114	КОШБТ.120	КОШБТ.140
Условный диаметр обсадной колонны, в составе которого спускается устройство, мм	102	114	120	140
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	103,2	115,2	121,5	140,5
Проходной диаметр устройства, мм	86,5	98,5	105	124
Диаметр шара, мм	46		55	
Диаметр отверстия в седле клапана, мм	30		40	
Максимальное внутреннее давление на корпус клапана, МПа		25		
Максимальный перепад давления, выдерживаемый клапаном снизу вверх, МПа		10		
Длина устройства в сборе, мм		450		
Масса устройства, кг, не более	9,4	11,2	11,97	14,6
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН (тн)	600 (60)	700 (70)	770 (77)	900 (90)
Максимальная рабочая температура ² , °C		100		
Присоединительные резьбы ³ – верхняя и нижняя по ТУ 14-157-61-99	ТМК-3 102	ТМК-3 114	ТМК-3 120	ТМК-3 140

¹ Расчетная величина.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.³ Типоразмеры присоединительных резьб согласовываются с заказчиком.

Клапан обратный закладной **КОЗ-НКТ**

Для проведения некоторых технологических операций, проводимых с использованием НКТ необходимо наличие обратного клапана в компоновке.

Для этих целей выпускаются закладные обратные клапаны, которые устанавливаются в муфту трубы НКТ при сборке.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	КОЗ-НКТ. 60x5,0	КОЗ-НКТ. 73x5,5
Диаметр НКТ, в котором устанавливается клапан, мм	60,3	73
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	53,5	66
Максимальный перепад давления, выдерживаемый клапаном снизу-вверх, МПа	3	3
Длина устройства в сборе, мм	127	127
Масса устройства, кг, не более	0,52	0,74

Седло-ловушка **СЛ**



Седло-ловушка, предназначено для аккумуляции и последующего легкого разбуривания фрагментов цементировочных пробок и седел.

Внутренние детали седла-ловушки выполнены из алюминиевого сплава.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	СЛ.102	СЛ.114	СЛ.178
Условный диаметр обсадной колонны, в составе которого спускается устройство, мм	102	114	178
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	110	127	187
Проходной диаметр устройства, после разбуривания, мм	89	99	157
Проходной диаметр устройства, до разбуривания, мм	21	28	50
Максимальное внутреннее давление на корпус, МПа	70,0		
Длина устройства в сборе, мм	385	420	450
Масса устройства, кг, не более	7,3	12,3	27
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН (тн)	600 (60)	700 (70)	1200 (120)
Присоединительные резьбы ² : – верхняя и нижняя по ГОСТ 632-80	OTTM102	OTTM114	OTTM 178

¹ Расчетная величина.

² Для СЛ 102 резьба выполняется по ТУ 14-161-163-96.



Пакер дополнительный верхний модульный ПДВ-М

Устройство ПДВ-М предназначено для герметичнойстыковки с «головой» хвостовика, спущенного при помощи подвесок типа ПХЦЗ и проведения дополнительной герметизации «головы» хвостовика.

Кроме того, стыковочный башмак устройства может применяться для герметичного соединения с «головой» хвостовика, при необходимости нарастить хвостовик для перекрытия места негерметичности выше «головы» хвостовика.

Устройство спускается в скважину на бурильных трубах и приводится в действие частичной разгрузкой веса инструмента. Разъединение происходит автоматически, при натяжении сверх собственного веса на 5 т.

ОСНАСТКА

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	ПДВ-М.102	ПДВ-М.114	ПДВ-М.127
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114	127
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	122	140	149
Проходной диаметр устройства, мм	89	99	111
Минимальная нагрузка для срабатывания пакера, кг		5000	
Максимальная натяжка для разъединения, кг		5000	
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	600	700	800
Максимальный перепад давления между разобщаемыми гидромеханическим пакером зонами, ΔР, МПа		15	
Длина устройства в сборе, мм	1430	1485	1720
Масса устройства, кг	37,4	64	77,4
Максимальная рабочая температура ² , °C		100	
Присоединительная резьба:			
- верхняя по ГОСТ 28487-90	3-86	3-102	3-102
- нижняя по ТУ 14-161-163	OTTM 102	OTTM 114	OTTM 127

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

Пакер дополнительный верхний **ПДВ2**

Устройство ПДВ2 предназначено для герметичнойстыковки с «головой» хвостовика, спущенного при помощи подвесок типа ПХГМЦ, ПХРЦ и проведения дополнительной герметизации «головы» хвостовика.

Устройство спускается в скважину на бурильных трубах и приводится в действие частичной разгрузкой веса бурильной колонны. Разъединение происходит автоматически при подъеме бурильной колонны.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПДВ2. 102/146	ПДВ2. 114/168
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	122	140
Проходной диаметр устройства, мм	89	99
Минимальная нагрузка для срабатывания пакера, кг	5000	
Максимальная натяжка для разъединения, кг	5000	
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	600	600
Максимальный перепад давления между разобщаемыми гидромеханическим пакером зонами, ΔР, МПа	15	15
Длина устройства в сборе, мм	1724	1920
Масса устройства, кг, не более	62	95
Максимальная рабочая температура ² , °C	100	
Присоединительные резьбы: – верхняя по ГОСТ 28487-90	3-86	3-102

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ПДВ2. 127/178	ПДВ2. 168/245
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	127	168
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	152	213
Проходной диаметр устройства, мм	111	158,5
Минимальная нагрузка для срабатывания пакера, кг	5000	
Максимальная натяжка для разъединения, кг	5000	
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	800	1000
Максимальный перепад давления между разобщаемыми гидромеханическим пакером зонами, ΔР, МПа	15	70
Длина устройства в сборе, мм	2407	2540
Масса устройства, кг, не более	112,3	216,1
Максимальная рабочая температура ² , °C	100	
Присоединительные резьбы: – верхняя по ГОСТ 28487-90	3-102	3-133

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

Стоп-патрубок доливочный **СПД2**

Устройство СПД2 предназначено для самозаполнения хвостовика и транспортировочной колонны непосредственно в процессе спуска в скважину и получения сигнала «стоп» при проведении прямого цементирования, при этом полая цементировочная пробка, входящая в состав подвески хвостовика типа ПХЦЗ или ПХГМЦ, совместно с верхней цементировочной пробкой ПЦВ, садится в седло устройства.

Кроме того, устройство может применяться для приведения в действие узла якоря подвески ПХРЦ при спуске хвостовика с сплошным цементированием, с использованием подвески ПХРЦ.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ		
	СПД2.102	СПД2.114	СПД2.127
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114	127
Максимальный наружный диаметр устройства, мм	114	127	141,3
Проходной диаметр устройства, мм	88	99	111
Давление среза втулки, МПа± 10%		6,0	
Давление среза седла, МПа± 10%		18,0	
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН	600	700	800
Длина устройства в сборе, мм	721	743	781
Масса устройства, кг	19,2	24,7	27,6
Максимальная рабочая температура ² , °C		100	
Присоединительные резьбы по ГОСТ 632-80 (для СПД2.102 по ТУ 14-161-163-96)	OTTM-102	OTTM-114	OTTM-127

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



Центратор пружинный **ПЦ**

Пружинные сварные центраторы типа ПЦ предназначены для центрирования колонн обсадных труб при спуске и цементировании колонн в скважинах. Применение центраторов позволяет получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что снижает возможность появления заколонных межпластовых перетоков, а значит, существенно продлевает срок службы скважины. Центрирование обсадной колонны обеспечивается за счет заданных пружинных свойств планок центратора.

Пружинные сварные центраторы типа ПЦ состоят из двух обечаек и шести пружинных планок заданного профиля и сечения.

Принципиально новым функциональным качеством пружинных сварных центраторов типа ПЦ является их конструктивное исполнение. Пружинные сварные центраторы типа ПЦ имеют только два минимально нагруженных сварных шва, расположенных на обечайках центратора. Непосредственно центрирующие планки центратора не имеют сварных соединений и выполнены из цельного листа стали.

Пружинные сварные центраторы типа ПЦ изготавливаются из высококачественной листовой стали методом раскроя листа с последующей поэтапной обработкой полученной заготовки на листогибочных машинах.

Автоматический раскрой листа позволяет получить отличную заготовку, не нуждающуюся в дополнительной механической обработке. Поэтапная обработка заготовок на листогибочных машинах обеспечивает высокую прочность и точность изделия. Окончательная сварка и термообработка изделия позволяет добиться равнопрочности всей конструкции центратора.

Пружинные сварные центраторы типа ПЦ фиксируются на обсадной трубе с помощью фиксирующих винтов специальной конструкции.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ										
	ПЦР.102/124	ПЦР.102/143	ПЦР.114/143	ПЦР.114/146	ПЦР.114/152	ПЦР.114/156	ПЦР.168/216	ПЦР.168/221	ПЦР.178/216	ПЦР.178/221	ПЦР. 245/295
Диаметр обсадной колонны, мм	102	102	114	114	114	114	168	168	178	178	245
Наружный диаметр, мм	124	143	143	146	152	156	216	221	216	221	295
Диаметр ствола скважины, мм	123,8	142,9	142,9	146	152,4	155,6	215,9	220,7	215,9	220,7	295,3
Внутренний диаметр, мм	104	104	116	116	116	116	170	170	180	180	248
Радиально-центрирующее усилие, при эксцентриситете 67% кг	209	210	211	206	224	235	1332	1019	1300	1029	1140
Длина центратора, мм	400	400	315	315	315	315	330	330	330	330	400
Масса, кг, не более	2,3	2,3	2,8	2,9	2,8	2,4	3,9	3,9	4,3	4,3	6,4



Пружинный центратор радиусный ПЦР

Пружинные сварные центраторы типа ПЦР предназначены для центрирования колонн обсадных труб при спуске и цементировании колонн в скважинах. Центрирование обсадной колонны обеспечивается за счет заданных пружинных свойств планок центратора. Пружинные сварные центраторы типа ПЦР состоят из двух обечаек и шести пружинных планок заданного профиля и сечения.

Принципиальным отличием центраторов ПЦР от центраторов ПЦ является радиально вогнутая планка и наружный диаметр. Наружный диаметр центратора ПЦР равен диаметру ствола скважины в который они спускаются.

Технический результат достигается тем, что в пружинном центраторе ЦПР, состоящем из центрирующих арочных планок и двух цельнокроенных обечаек, арочные пружинные планки центратора имеют в сечении радиусную форму, что исключает резание острыми кромками планок центратора внутренней поверхности обсадной колонны и разрушение пристенного слоя в открытом стволе скважины. Тем самым обеспечивается более легкое прохождение обсадной колонны по стволу скважины особенно в пологих и горизонтальных участках поскольку арочные планки центратора взаимодействуют с внутренней поверхностью обсадной колонны и ствола скважины посредством трения скольжения с максимально низким коэффициентом трения.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ										
	ПЦР.102/124	ПЦР.102/143	ПЦР.114/143	ПЦР.114/146	ПЦР.114/152	ПЦР.114/156	ПЦР.168/216	ПЦР.168/221	ПЦР.178/216	ПЦР.178/221	ПЦР.245/295
Диаметр обсадной колонны, мм	102	102	114	114	114	114	168	168	178	178	245
Наружный диаметр, мм	124	143	143	146	152	156	216	221	216	221	295
Диаметр ствола скважины, мм	123,8	142,9	142,9	146	152,4	155,6	215,9	220,7	215,9	220,7	295,3
Внутренний диаметр, мм	104	104	116	116	116	116	170	170	180	180	248
Радиально-центрирующее усилие, при эксцентриситете 67% кг	209	210	211	206	224	235	1332	1019	1300	1029	1140
Длина центратора, мм	400	400	315	315	315	315	330	330	330	330	400
Масса, кг, не более	2,3	2,3	2,8	2,9	2,8	2,4	3,9	3,9	4,3	4,3	6,4



Центратор-турбулизатор низкофрикционный **ЦТН**

Центратор-турбулизатор низкофрикционный предназначен для снижения сил трения при спуске. Применение низкофрикционных центраторов позволяет улучшить прохождение обсадной колонны по стволу, особенно в горизонтальных скважинах и скважинах с большим отклонением от вертикали.

Центраторы ЦТН снижают риск получения прихвата от прилипания. Устанавливается на обсадной трубе подвижно, от сдвига ограничивается посредством фиксирующих колец ФК.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ						
	ЦТН.102/116	ЦТН.102/119	ЦТН.114/138	ЦТН.114/150	ЦТН.127/146	ЦТН.168/206	ЦТН.178/206
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	102	114	114	127	168	178
Наружный диаметр, мм	116	119	138	150	146	206	206
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	123,8	123,8	142,9	155,6	155,6	215,9	215,9
Длина, мм	185	185	220	220	220	250	250
Коэффициент трения при жидкостном трении	менее 0,08						

Возможен выпуск под индивидуальные размеры заказчика.



Стопорное кольцо **СКЦ**

Стопорное кольцо СКЦ, предназначено для удерживания центраторов в заданном месте обсадной колонны при спуске и цементировании ее в скважине.

Кольцо крепится в заданном месте обсадной трубы специальными стопорными винтами.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ					
	СКЦ.102	СКЦ.114	СКЦ.127	СКЦ.146	СКЦ.168	СКЦ.178
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной стопорными кольцами СКЦ, мм	102	114	127	146	168	178
Максимальный наружный диаметр, мм	114,3	127,0	139,7	165	188	193,7
Внутренний диаметр устройства, мм	104	116	129	150,5	172	181
Ширина кольца, мм, не более				30		
Количество стопорных винтов, шт.		4			6	
Масса изделия, кг, не более	0,25	0,31	0,32	0,72	0,90	0,74



Цементировочный клапан обратный дроссельный **ЦКОД**

Цементировочный клапан обратный дроссельный предназначен для предотвращения обратного движения раствора при цементировании, а также для самозаполнения внутреннего пространства обсадной колонны в процессе спуска.

Внутренние детали клапана выполнены из легко разбираемых материалов.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ				
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованной клапаном ЦКОД, мм	146	168	178	245	324
Максимальный наружный диаметр, мм	166	187	194,5	270	348
Проходной диаметр, мм	130,7	152,3	161,6	226,7	304,9
Диаметр шара, мм			76		
Длина в рабочем положении, мм	430	432	436	429	442
Длина в транспортном положении, мм	420	430	440	440	450
Масса в рабочем положении, кг	19,5	22,1	24,5	55,1	95,9
Масса в транспортном положении, кг	20,4	23,2	25,7	56,4	98,3
Максимальная рабочая температура ¹ , °C			100		
Максимальная растягивающая нагрузка на корпус ² , кН (тн)	900 (90)	920 (92)	1050 (105)	1700 (170)	1900 (190)
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус клапана, МПа			25		
Максимальный перепад давления, поддерживаемый клапаном, МПа			15		
Присоединительные резьбы ³ : – верхняя и нижняя по ГОСТ 632-80	OTTM 146	OTTM 168	OTTM 178	OTTM 245	OTTM 324

¹ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

² Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

³ По требованию заказчика могут изготавливаться присоединительные резьбы ОТТГ или БТС.



Башмак КОЛОННЫЙ **БК**

БК – башмак колонный, предназначен для направления обсадной колонны при спуске по стволу скважины.

Существует четыре варианта исполнения:

1. БК-М – башмаки с металлической насадкой (по согласованию с потребителем насадка изготавливается из сплава алюминиевого Д16Т ГОСТ 4784-97 или чугуна Сч20 ГОСТ 1412-85, по умолчанию – алюминий);
2. БК-М – башмаки с металлической насадкой «пулевидные» (насадка изготавливается из сплава алюминиевого Д16Т ГОСТ 4784-97);
3. БК-П – башмаки с полимерной насадкой. Башмаки БК-П также выпускаются в варианте без промывочных отверстий («глухие»). В обозначении изделия добавляется индекс «Г».
4. БК-Вр – башмаки с врачающейся эксцентричной насадкой (насадка изготавливается из сплава алюминиевого Д16Т ГОСТ 4784-97);
5. БКО-ВР – башмаки с врачающейся эксцентричной насадкой и обратным клапаном;
6. БКБТ – башмаки для безмуфтовых труб.

Башмаки с полимербетонной насадкой

ШИФР ИЗДЕЛИЯ	ЗНАЧЕНИЕ								ОСНАСТКА
	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр боковых отверстий, мм	Диаметр проходного канала, мм	Присоединительные резьбы ¹ , по ГОСТ 632-80	Наружный диаметр, мм, не более	Длина, мм	Масса, кг, не более	
БК-П.89	89	40	10	80	89	108	262	7,4	
БК-П.102	102	40	12	91	OTTM 102	110	260	5,7	
БК-П.114	114	50	12	102	OTTM 114	127	287	8,1	
БК-П.127	127	60	12	115	OTTM 127	141,3	285	9,9	
БК-П.140	140	70	15	127	OTTM 140	153,7	294	15,4	
БК-П.146	146	70	15	133	OTTM 146	166	302	15,5	
БК-П.168	168	80	15	155	OTTM 168	187,7	316	18,6	
БК-П.178	178	90	18	164	OTTM 178	194,5	341	19,6	
БК-П.194	194	100	20	178	OTTM 194	216	365	28,1	
БК-П.219	219	110	20	205	OTTM 219	245	370	35,8	
БК-П.245	245	120	20	228	OTTM 245	270	390	43,1	
БК-П.273	273	130	20	259	OTTM 273	298,5	384	56,6	
БК-П.299	299	150	20	281	OTTM 299	324	389	63,4	
БК-П.324	324	160	20	307	OTTM 324	351	400	62,6	
БК-П.340	340	170	20	323	OTTM 340	365	405	63,6	
БК-П.426	426	220	20	406	OTTM 426	451	433	123,5	

¹ Тип присоединительной резьбы согласовывается с заказчиком.

Для башмака БК-П.89, БК-П.89Г, резьба выполняется по ГОСТ 633-80;
для башмака БК-П.102, БК-П.102Г, БК-М.102 резьба выполняется по ТУ 14-161-163-96.

Башмаки с металлической насадкой

ОЧНАСТКА	ШИФР ИЗДЕЛИЯ	ЗНАЧЕНИЕ							
		Условный диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр боковых отверстий, мм	Проходной диаметр после разбуривания, мм	При соединительные резьбы ¹ , по ГОСТ 632-80	Наружный диаметр, мм, не более	Длина, мм	Масса, кг, не более
	БК-М.89	89	45	10	82	89	108	198	5,2
	БК-М.102	102	50	12	94	OTTM 102	110	218	4
	БК-М.114	114	55	15	107	OTTM 114	127	259	7,1
	БК-М.127	127	60	15	119	OTTM 127	141,3	269	8,2
	БК-М.140	140	70	15	132	OTTM 140	153,7	263	9,7
	БК-М.146	146	70	15	138	OTTM 146	166	268	12,5
	БК-М.168	168	80	15	160	OTTM 168	187,7	282	15,9
	БК-М.178	178	90	20	170	OTTM 178	194,5	293	16,5
	БК-М.194	194	100	20	185	OTTM 194	216	308	22,9
	БК-М.219	219	110	20	210	OTTM 219	245	328	31,4
	БК-М.245	245	120	20	236	OTTM 245	270	341	36,8
	БК-М.273	273	130	20	264	OTTM 273	298,5	350	43,6
	БК-М.299	299	150	20	290	OTTM 299	324	352	47,8
	БК-М.324	324	160	20	315	OTTM 324	351	359	56,4
	БК-М.340	340	170	20	331	OTTM 340	365	364	58,4
	БК-М.426	426	220	20	415	OTTM 426	451	406	89,7

¹ Тип присоединительной резьбы согласовывается с заказчиком.

Для башмака БК-М 89, БК-М 89Г резьба выполняется по ГОСТ 633-80;
для башмака БК-М 102, БК-М 102Г резьба выполняется по ТУ 14-161-163-96;
для башмака БК-М 426 резьба выполняется по ТУ 14-3-760-78.

Башмаки пулевидные



ШИФР ИЗДЕЛИЯ	ЗНАЧЕНИЕ							
	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Диаметр боковых отверстий, мм	Проходной диаметр после разбуривания, мм	Присоединительные резьбы ¹ , по ГОСТ 632-80	Наружный диаметр, мм, не более	Длина, мм	Масса, кг, не более
БК-М.102П	102	35	15	94	ОТМ 102	110	450	7,8
БК-М.114П	114	35	15	107	ОТМ 114	127	465	11

¹ Тип присоединительной резьбы согласовывается с заказчиком. Для башмака БК-М.102П резьба выполняется по ТУ 14-161-163-96.

Башмаки с вращающейся эксцентричной насадкой



ШИФР ИЗДЕЛИЯ	ЗНАЧЕНИЕ							
	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр центрального отверстия, мм	Количество и диаметр боковых отверстий, шт, мм	Проходной диаметр после разбуривания, мм	Присоединительные резьбы ¹ , по ГОСТ 632-80	Наружный диаметр, мм, не более	Длина, мм	Масса, кг, не более
БК-Вр.102	102	45	4 x 12	88	ОТМ 102	110	273	5,7
БК-Вр.114	114	50	4 x 12	99	ОТМ 114	127	333	9,4
БК-Вр.127	127	60	3 x 12	117	ОТМ 127	141,3	347	11,4
БК-Вр.168	168	65	3 x 16	155	ОТМ 168	188	427	22,1
БК-Вр.245	245	100	3 x 20	231	ОТМ 245	270	446	52,7

Фильтр скважинный ФС, ФБ

Конструкции скважинных фильтров, выпускаемых ООО НТЦ «ЗЭРС» основаны на анализе многочисленных научно-исследовательских работ, проведенных отечественными и зарубежными исследователями, а также результатами многолетней промысловой практики применения этих устройств и рекомендаций нефтегазодобывающих предприятий.

Различают два вида несовершенства скважин – несовершенство по степени вскрытия и несовершенство по характеру вскрытия.

Несовершенная скважина по степени вскрытия – это скважина с открытым забоем, вскрывшая пласт не на всю мощность, а частично (рис. 1.а) Скважина, хотя и доведенная до подошвы пласта, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб, в цементном кольце или в специальном скважинном фильтре, называется несовершенной по характеру вскрытия пласта (рис. 1.б). На практике чаще всего встречаются скважины несовершенные по характеру вскрытия пласта.

Дебит G несовершенной скважины чаще всего меньше дебита G_c совершенной, действующей в тех же условиях, что и данная несовершенная скважина.

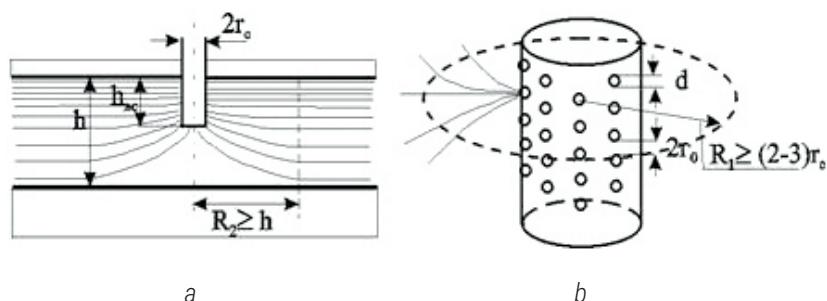


Рис. 1. Схема притока к несовершенной скважине: *a* – по степени вскрытия; *b* – по характеру вскрытия

Следует отметить, что несовершенство вертикальной скважины менее существенно влияет на ее производительность, чем несовершенство горизонтальной.

Исследования, проведенные В.И. Щуровым путем электролитического моделирования (см. рис. 2) показали значительную зависимость дебита от плотности перфорации только до значений 16-20 отверстий на 1 метр. Дальнейшее увеличение количества отверстий в корпусе фильтра не приводит к повышению дебита, а только влечет необоснованное увеличение экономических затрат.

Следует отметить, что производительность скважины, вскрывшей анизотропный пласт при меньшем диаметре отверстий и большем их числе, превышает производительность, получаемую при большем диаметре отверстий, но меньшем их числе (рис. 4.3, кр. 2, 3, 4).

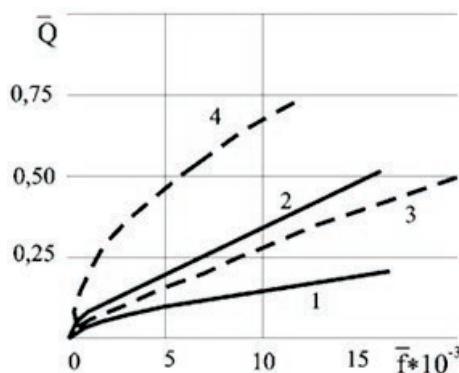


Рис. 4.3. Зависимость \bar{Q} от просветности перфорации \bar{f}

1 - анизотропный пласт ($d=6,3 \cdot 10^{-3}$ м); 2 - изотропный пласт ($d=6,3 \cdot 10^{-3}$ м); 3 - изотропный пласт ($d=2 \cdot 10^{-3}$ м); 4 - изотропный пласт ($d=0,5 \cdot 10^{-3}$ м);
 d - диаметр отверстий перфорации; $\bar{f}=f_{\text{от}}/F$; $f_{\text{от}}$ - поверхность отверстий на 1 п.м. перфорированной поверхности F

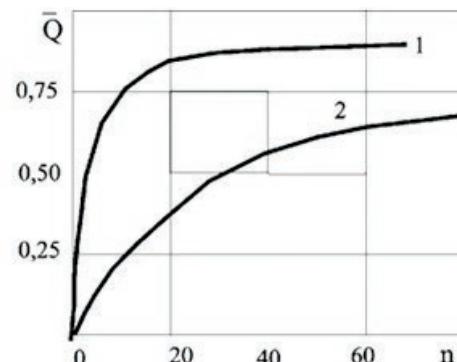


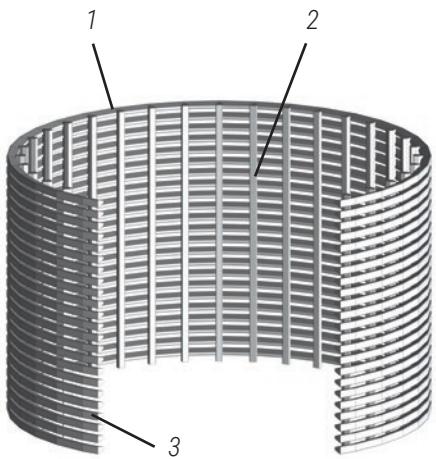
Рис.4.4. Зависимость \bar{Q} от числа отверстий n

1 - a=0,3, b=0,1; 2 - a=10, b=0,001

Не приводя здесь дальнейшие обоснования и расчеты, отметим, что в ОOO НТЦ «ЗЭРС» оптимальным скважинным фильтром принята конструкция, включающая 28 отверстий диаметром 10 мм на один метр.

Фильтр скважинный типа ФС применяется в составе фильтровой части колонны и предназначен для предотвращения разрушения призабойной зоны продуктивного пласта, попадания в скважину песка и других механических примесей. Фильтр спускается в зону продуктивного пласта и устанавливается в заданном интервале скважины с помощью подвески хвостовика или в составе обсадной колонны. Фильтр типа ФС представляет собой изделие, состоящее из корпуса с отверстиями, на наружной поверхности которого закреплен фильтрующий элемент щелевого типа, получаемый при спиральной навивке нержавеющей проволоки специального треугольного профиля на продольные несущие элементы (стрингеры). Длина фильтрующего элемента, величина щелевого зазора и количество отверстий в корпусе фильтра на 1 погонный метр длины фильтрующего элемента определяются условиями его эксплуатации и согласовываются с заказчиком.

Фильтр ФС выпускается в исполнениях с полыми пробками «колпачками» (исполнение К) и без них. Пробки устанавливаются в отверстия корпуса и обеспечивают герметичность фильтра до 15 МПа при внутреннем избыточном давлении. Таким образом, может быть осуществлена промывка скважины через башмак колонны. Полые пробки удаляются путем их механического разрушения.



1 – Профилированная проволока.

2 – Стрингер.

3 – Ширина щели (зазор).

Фильтр беспроволочный типа ФБ отличается от фильтра ФС тем, что на наружной поверхности корпуса отсутствует фильтрующий элемент. Выпускается также в исполнениях с полыми пробками «колпачками» и без них. Максимальное допустимое давление опрессовки фильтра в исполнении с полыми пробками составляет 15 МПа.

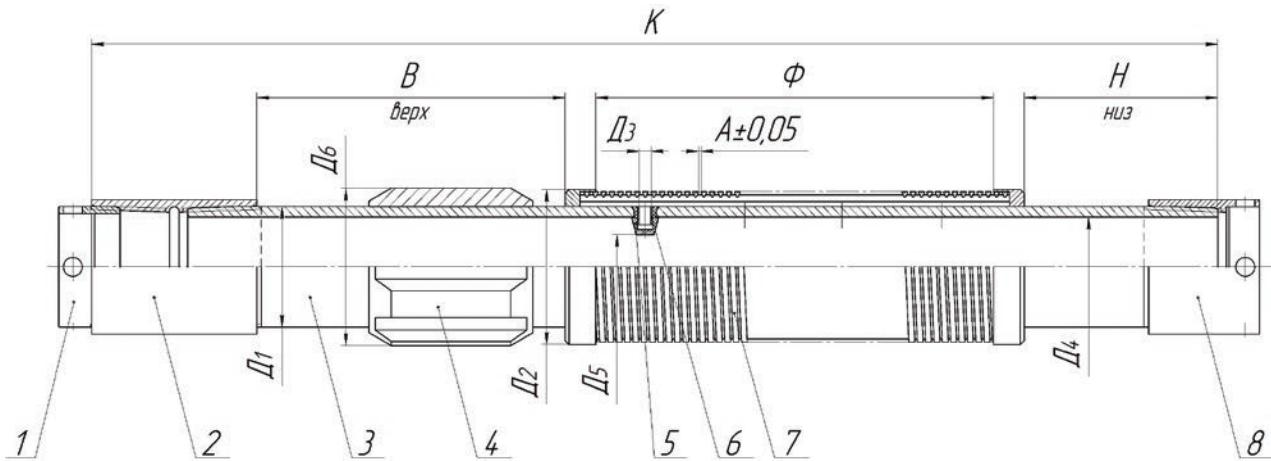
Пример условного обозначения фильтра скважинного с полыми пробками при его заказе для обсадной колонны диаметром 114 мм с щелевым зазором 0,25 мм и длиной фильтрующего элемента 3000 мм, оснащенного жестким центраторм диаметром 136 мм:



Пример условного обозначения фильтра беспроволочного с полыми пробками с отверстиями диаметром 12 мм при его заказе для обсадной колонны диаметром 102 мм:



Фильтр типа ФС, исполнение с полыми пробками.

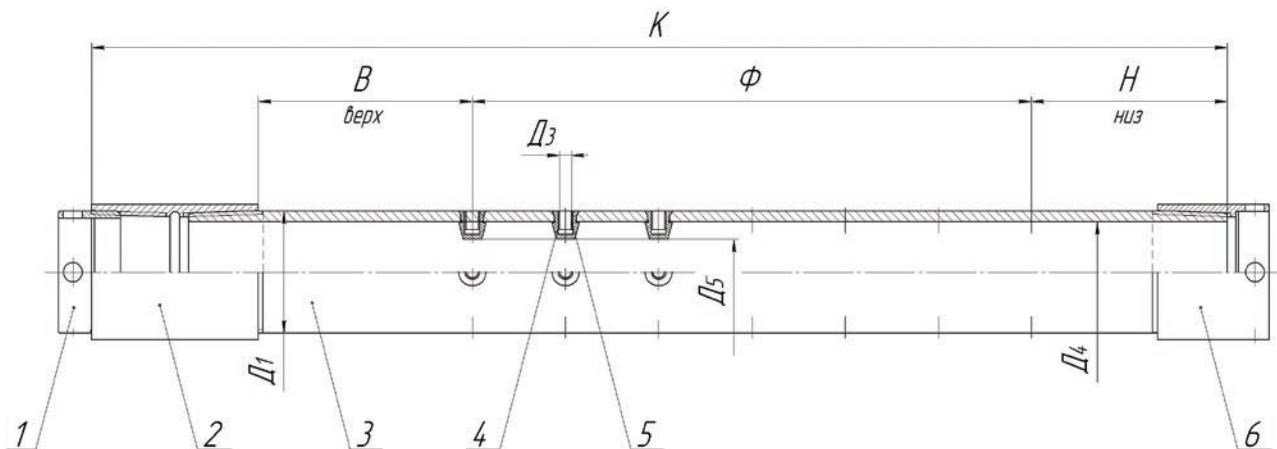


1. Заглушка 2. Муфта 3. Корпус 4. Жесткий центратор 5. Полая пробка 6. Втулка 7. Фильтрующий элемент 8. Заглушка

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ									
Диаметр колонны, D1, мм	48	60	73	89	102	114	127			
Максимальный диаметр фильтрующего элемента, D2, мм	65	78	90	107	116	129	148			
Диаметр радиальных отверстий в исполнении с полыми пробками, D3, мм				10						
Диаметр радиальных отверстий в исполнении без полых пробок, D3*, мм			12; 15							
Проходной диаметр фильтра, D4, мм	40,3	50,3	62,0	75,9	88,6	101,5	114,2			
Диаметр наружный по жесткому центратору, D5*, мм	—	—	100	116	125	136	150			
Длина фильтра, K*, мм	4588...11088				4600...11100					
Длина фильтрующего элемента, Ф*, мм	3000 или 6000									
Длина верхней части корпуса фильтра, В, мм	не менее 1200									
Длина нижней части корпуса фильтра, Н, мм	не менее 300									
Щелевой зазор фильтрующего элемента, A±0,05*, мм	0,15; 0,20; 0,25; 0,30; 0,35; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,85; 1,00									

* Другие размеры по требованию заказчика.

Фильтр типа ФБ, исполнение с полыми пробками.



1. Заглушка 2. Муфта 3. Корпус 4. Полая пробка 5. Втулка 6. Заглушка

ОСНАСТКА

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ						
Диаметр колонны, D1, мм	140	146	168	178	194	219	245
Максимальный диаметр фильтрующего элемента, D2, мм	159	166	188	198	213	238	264
Диаметр радиальных отверстий в исполнении с полыми пробками, D3, мм				10			
Диаметр радиальных отверстий исполнения без полых пробок, D3*, мм				12; 15			
Проходной диаметр фильтра, D4, мм	127,3	133,1	153,7	164,0	178,5	205,7	228,7
Диаметр наружный по жесткому центратору, D5, мм	162	174	195	206	224	258	285
Длина фильтра, K*, мм				4616...11134			
Длина фильтрующего элемента, Ф*, мм				3000 или 6000			
Длина верхней части корпуса фильтра, B, мм				не менее 1200			
Длина нижней части корпуса фильтра, H, мм				не менее 300			
Щелевой зазор фильтрующего элемента, A±0,05*, мм				0,15; 0,20; 0,25; 0,30; 0,35; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,85; 1,00			

* Другие размеры по требованию заказчика.



ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ

Устройство
для селективной
промывки скважины

УСПС

122

ОБОРУДОВАНИЕ
для бурения





Устройство для селективной промывки скважины **УСПС**

Устройство селективной промывки скважины предназначено для проведения закачек тампонов с наполнителями при бурении с забойными двигателями. Устройство устанавливается над КНБК.

Когда устройство не активировано, буровой раствор свободно проходит через него. Для активации устройства необходимо бросить в бурильные трубы один шар активации и прокачать его до посадки в седло. Когда шар активации достигнет седла, открываются циркуляционные отверстия, таким образом, находящаяся ниже КНБК герметично отсекается, а циркуляция идет через боковые отверстия, позволяя производить закачку тампонирующих материалов в зоны поглощения. При остановке бурового насоса пружина возвращает шток в верхнее положение – циркуляционные отверстия закрываются.

После запланированных технологических операций, для дезактивации устройства, необходимо бросить в бурильные колонны два стальных шара дезактивации, и прокачать их расчетным объемом бурового раствора. Шары дезактивации, достигнув устройства, под действием потока жидкости перекрывают отверстия и шар активации продавливается через седло, при этом циркуляционные отверстия закрываются, буровой раствор вновь продолжает поступать ниже устройства. Использованные шары активации и дезактивации попадают в уловитель и не препятствуют дальнейшим работам.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	УСПС.121	УСПС.171
Наружный диаметр устройства, мм	121	171
Диаметр циркуляционных отверстий, мм	28	28
Количество циркуляционных отверстий, шт.	2	2
Количество циклов работы, без подъема, ед.	5	5
Диаметр шара активации, мм	38,1	50,8
Диаметр шара дезактивации, мм	34,9	34,9
Длина, мм	1688	1841
Масса, кг	113	260
Присоединительные резьбы: – верхняя и нижняя по ГОСТ Р 50836-96**	3-102	3-133
Максимальная растягивающая нагрузка ¹ , кН (тн)	1962 (200)	4905 (500)

¹ Расчетная величина.



ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Комплексы технических
средств для крепления
скважины хвостовиком
с последующим
многоступенчатым
гидроразрывом

126

Фракпорт
закрываемый
ФПЗ, ФПЗН

132

Муфта манжетного
цементирования
для гидроразрыва
пласта
ММЦ-Г

138

Муфта
ступенчатого
гидроразрыва пласта
управляемая
МСГРП-У

141

Пакер гидравлический
для гидроразрыва
пласта
ПГРП

128

Фракпорт
разрывной
ФПР

135

Ключ управления
муфтами
КУМ.114

140

Пакер
водонефтенабухающий
для гидроразрыва

130

Композитная
мостовая пробка
МПР

136

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ
РАЗРЫВ ПЛАСТА



Комплексы технических средств для крепления скважины хвостовиком с последующим многоступенчатым гидроразрывом

Комплексы технических средств для проведения многостадийного гидроразрыва пласта различаются по способу крепления скважины хвостовиком:

- без цементирования;
- с манжетным цементированием;
- с сплошным цементированием.

Кроме того, есть различие по способу разобщения горизонтального участка на зоны:

- при помощи набухающих пакеров;
- при помощи гидромеханических пакеров.

В состав комплекса для крепления скважины хвостовиком, без цементирования, с последующим МГРП входят следующие технические средства:

1. Башмак;
2. Клапан обратный шаровый КОШ2;
3. Фрак-порт закрываемый начальный ФПЗН;
4. Необходимое количество пакеров (набухающих или гидромеханических) и фрак-портов ФПЗ, открываемых шарами;
5. Подвеска хвостовика нецементируемая ПХН.

В состав комплекса для крепления скважины хвостовиком, с манжетным цементированием, с последующим МГРП входят следующие технические средства:

1. Башмак;
2. Клапан обратный шаровый КОШ2;
3. Фрак-порт закрываемый начальный ФПЗН;
4. Необходимое количество пакеров (набухающих или гидромеханических) и фрак-портов ФПЗ, открываемых шарами;
5. Седло-ловушка СЛ;
6. Пакер манжетного цементирования ПГМЦ или муфта манжетного цементирования для гидроразрыва пласта ММЦ-Г;
7. Подвеска хвостовика цементируемая ПХРЦ, или ПХЦЗ, или ПХГМЦ.

По окончании крепления скважины хвостовиком и нормализации производитсястыковка с хвостовиком при помощи устройства для гидоразрыва УГРХ, оборудование устья и установка фрак арматуры.

Непосредственно многоступенчатый гидоразрыв пласта производится при помощи фрак-портов ФПЗ, которые поочередно срабатывают в нужный момент времени. Открытие муфт производится повышением внутреннего избыточного давления в проходном канале при помощи прокачки продавочных шаров различного диаметра, начиная с самого малого, и посадки этих шаров в седла с различным проходным диаметром. Для проведения гидоразрыва первого интервала пласта применяется гидравлически открываемый фрак-порт начальный ФПЗН. Разобщение пластов по затрубному пространству осуществляется при помощи гидромеханических или набухающих пакеров, входящих в состав спущенной компоновки.

Комплексы оборудования поставляются для 102 и 114 мм хвостовиков, и предназначены для проведения до 10 интервалов гидоразрыва пласта при рабочих давлениях до 70 МПа.



Пакер гидравлический для гидроразрыва пласта **ПГРП**

Пакер гидравлический ПГРП предназначен для разобщения интервалов открытого ствола (или обсадной колонны) скважин при проведении различных технологических операций, в том числе и при проведении многостадийного гидроразрыва пластов (МСГРП).

Пакер работает следующим образом:

- после спуска пакера в составе хвостовика до заданной глубины и промывки производится пуск управляющего шара до посадки его в седло клапана КО, после чего начинается рост давления;
- для приведения в действие гидропривода узла пакера в трубах хвостовика создают избыточное давление 16 (33) МПа. При достижении заданного давления происходит срез винтов и срабатывание пакера.

Для работы пакера при больших давлениях рекомендуется располагать пакер в зонах с номинальным диаметром открытого ствола.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ				
	ПГРП.102/118	ПГРП.102/136	ПГРП.114/136	ПГРП.114/144	ПГРП.114/148
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	102	114	114	114
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	123,8	142,9	142,9	152,4	155,6
Наружный диаметр, мм	118	136	136	144	148
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	88	88	98	98	98
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус ¹ , кН	600	600	700	700	700
Внутреннее избыточное давление срабатывания пакера, МПа			16		
Максимальный перепад давления между разобщаемыми пакером зонами, МПа			70		
Максимальное внутреннее избыточное давление на пакер, МПа			70		
Максимальная рабочая температура ² , °С			100		
Длина, мм	1460	1295	1610	1700	1700
Масса, кг	51	56	65	78	80
Присоединительные резьбы: - верхняя и нижняя по ГОСТ 632-80 (для ПГРП.102/118 и ПГРП 102/136 по ТУ 14-161-163-96)	OTTM-102	OTTM-102	OTTM-114	OTTM-114	OTTM-114

¹ Расчетная величина.² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

Пакер водонефтенабухающий для гидроразрыва

ООО «НТЦ «ЗЭРС» разработаны и выпускаются нефтенабухающие пакера, в которых уплотнительный элемент выполнен из эластомера, способного увеличиваться в объеме при контакте с нефтью и выдерживающий в стволе номинального диаметра перепад давления 700 атмосфер.

Кроме того, корпус этих пакеров выполняется из стали с улучшенными прочностными характеристиками.



НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ТИПОРАЗМЕР ПАКЕРА ПНВ ИЛИ ПНН					
	102/118	102/124	114/136	114/144	114/148	127/148
Условный диаметр хвостовика, на котором спускается пакер, мм	102	102	114	114	114	127
Рекомендуемый диаметр ствола скважины, в котором устанавливается пакер, мм	124...128	132	143...146	152...156	156...160	156...160
Максимальный перепад давления на пакер, МПа				70		
Длина эластомера, мм				1200		
Длина пакера, мм				2600		
Наружный диаметр пакера, мм	118	124	136	144	148	148
Масса, кг	58	61	72	75	78	81
Максимальная рабочая температура, °С				100		
Ориентировочное время набухания пакера до полной изоляции пространства скважины ¹ , дней		5...7			7...9	

¹ Значения параметров указываются для номинального диаметра ствола скважины исходя из применяемых марок набухающих резин и скважинных условий (температура, тип скважинной жидкости при спуске и эксплуатации и т.д.).



Фрак-порт закрываемый ФПЗ, ФПЗН

Фрак порт закрываемый ФПЗ предназначен для проведения многоинтервального гидро-разрыва пласта.

Комплект фрак портов спускается в скважину в составе компоновки ГРП хвостовика. Каждый порт устанавливается в заранее определенном интервале ствола скважины. Фрак порт ФПЗН устанавливается в первом интервале гидроразрыва (над башмаком, обратными клапанами).

Активация фрак порта ФПЗН проводится повышением давления до 30 МПа.

Активация фрак портов ФПЗ происходит при помощи пуска и прокачки шаров различного диаметра в скважину, начиная с самого малого.

Фрак порты спускаются в составе хвостовика в комплекте с набухающими или гидромеханическими пакерами;

Отличительной особенностью фрак портов ФПЗ и ФПЗН является возможность закрытия их, после разбуривания седел под шары. Закрытие производится путем спуска на НКТ или ГНКТ ключа управления муфтами КУМ1.114.

Муфты могут комплектоваться как обычными металлическими, так и растворимыми композитными шарами. Линейка размеров шаров приведена ниже.

НОМЕР	ДИАМЕТР ШАРА		ШИФР МУФТЫ
	ММ	дюймы	
1	70,92	2,792	ФПЗ.*/70 ¹
2	67,57	2,660	ФПЗ.*/67
3	64,32	2,532	ФПЗ.*/64
4	61,19	2,409	ФПЗ.*/61
5	58,17	2,290	ФПЗ.*/58
6	55,25	2,175	ФПЗ.*/55
7	52,43	2,064	ФПЗ.*/52
8	49,71	1,957	ФПЗ.*/49
9	47,07	1,853	ФПЗ.*/47

¹ Звездочка обозначает диаметр муфты (условный наружный диаметр хвостовика 102, 114, 140 мм).

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ФПЗН.114	ФПЗ.114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114	114
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	142,9	142,9
Наружный диаметр, мм	137	137
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	99	99
Внутреннее избыточное давление открытия окон муфты ¹ , МПа±10%	30	16,0
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус муфты, МПа	70	70
Максимальное наружное избыточное давление на корпус муфты, МПа	70	70
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус ² , кН	700	700
Максимальная рабочая температура ³ , °C	100	
Длина, мм	903	970
Масса, кг	40	45

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.

² Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

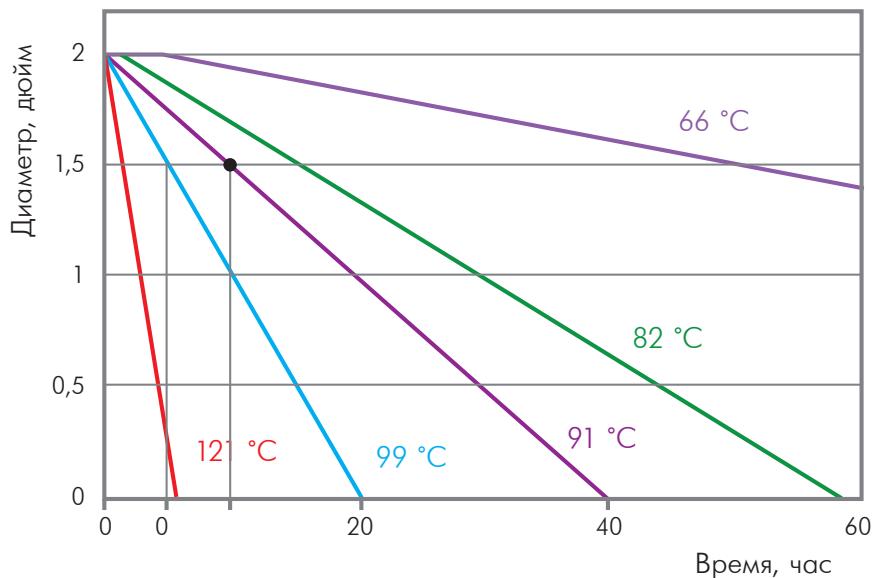
³ Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

Шары растворимые ШР

Основные характеристики растворимых шаров

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ
Плотность, г/см ³	1,55±0,05
Температура плавления, °C	220
Температура стеклования, °C	40
Срок уменьшения диаметра шаров до размеров, обеспечивающих свободное прохождение через все инициирующие порты в компоновке, при помещении в среду растворения, час, не более	24±2
Время проведения ГРП с сохранением герметичности и выдерживанием дифференциального давления 70 МПа, час, не менее	6
Время полного растворения, час, не более	100
Коэффициент линейного теплового расширения, 1/град	$5,4 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент теплопроводности, Вт/м*К	0,35

По результатам проведенных лабораторных отработок поставщиком материала шаров были получены опытные данные по растворимости готового шара размером Ø52,4 мм (2 дюйма) в зависимости от температуры. Данные характеристики отражают зависимость скорости растворения шара от температуры среды и представлены на диаграмме.





Фрак-порт разрывной **ФПР**

Фрак порт разрывной ФПР, предназначен для установки в компоновке хвостовика с целью его открытия повышением давления для проведения стадии разрыва пласта.

Установка ФПР 114 в компоновке хвостовика позволяет получить равнопроходной хвостовик, в котором проводится многостадийный ГРП при помощи компоновки селективных пакеров, спускаемых на ГНКТ.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ФПР.102	ФПР.114
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	114
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	123,8	142,9
Наружный диаметр, мм	118	138
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	77	99
Внутреннее избыточное давление открытия окон муфты, МПа \pm 10%	60÷65	60÷65
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус муфты, МПа	70	70
Максимальное наружное избыточное давление на корпус муфты, МПа	70	70
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус ¹ , кН	700	700
Суммарная площадь открываемых отверстий в муфте, см ²	11,7	11,7
Максимальная рабочая температура ³ , °C	100	
Длина, мм	433	430
Масса, кг	16	22

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



Композитная мостовая пробка **МПР**

Мостовая пробка разбуриваемая, из композитного материала предназначена для герметичного разобщения требуемых интервалов ствола скважины. Пробка выдерживает перепады давлений до 700 атм и может быть использована для многоинтервального гидроразрыва пласта (по технологии Plug&Perf). По окончании гидроразрыва пласта пробка легко разбуривается. Пробка спускается на любой транспортировочной колонне, с использованием специального многоразового установочного инструмента УИ. После спуска до заданной глубины производится активация установочного путем пуска и прокачки активационного шара до его посадки в гнездо в установочном инструменте. Затем повышением давления производится установка и отсоединение пробки от установочного инструмента. Пробки выпускаются в нескольких исполнениях: глухие, с внутренним обратным клапаном и т.д.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	МПР.114	МПР.146
Условный диаметр обсадной колонны, в которую спускается и устанавливается пробка, мм	114	146
Максимальный наружный диаметр, мм	93	122
Диаметр проходного канала, мм	23	-
Давление активации пробки при помощи установочного инструмента, МПа	16±5%	16±5%
Максимальный перепад давления на пробку, МПа	70	70
Длина, мм, не более	600	730
Масса, кг, не более	7,5	17,2





Муфта манжетного цементирования для гидроразрыва пласта **ММЦ-Г**

Муфта манжетного цементирования предназначена для проведения манжетного цементирования хвостовика с компоновкой для проведения многостадийного гидроразрыва пласта с разобщением горизонтального участка на зоны гидромеханическими пакерами.

При использовании муфты типа ММЦ-Г осуществляется следующая совокупность технологических операций:

- проведение промывки и открытие промывочных отверстий повышением внутреннего избыточного давления, после разобщения трубного и затрубного пространств;
- проведение промывки с пуском шара;
- открытие цементировочных окон при посадке шара в седло муфты;
- проведение цементирования обсадной колонны с пуском цементировочной пробки после закачки тампонажного раствора;
- продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство обсадной колонны и получение сигнала «стоп»;
- закрытие окон муфты повышением внутреннего избыточного давления.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ	
	ММЦ-Г.102	ММЦ-Г.114
Условный диаметр обсадной колонны, в составе которой спускается муфта, мм	102	114
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота) в которую производится спуск муфты, мм	124	142,9
Максимальный наружный диаметр, мм	118	133
Диаметр проходного канала, мм	88	98
Значения управляющих внутренних избыточных давлений для приведения в действие устройств ¹ , МПа±10%		
- открытие циркуляционных окон	16,0	
- открытие цементировочных окон	11,0	
- закрытие цементировочных окон	5,0	
Максимальная рабочая температура ² , °С	100	
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус муфты ³ , МПа	70,0	
Максимальное наружное избыточное давление на корпус муфты ³ , МПа	70,0	
Максимальная растягивающая нагрузка ³ , кН	600 (60)	
Длина, мм	1715	1121
Масса, кг	58,4	47,9
Присоединительные резьбы по ТУ 14-161-163-96	ОТМ 102	ОТМ 114

¹ Значения управляющих давлений приведены при применении всех срезных винтов на узле.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.

³ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.



Ключ управления муфтами **КУМ.114**

Ключ управления муфтами КУМ.114 – гидравлически приводимое в действие устройство, спускаемое на ГНКТ, для открытия/закрытия неограниченного количества муфт ГРП в произвольном порядке.

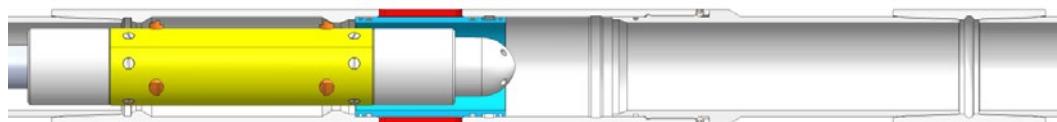
К основным преимуществам устройства относятся:

1. Гидравлически активируемые при перепаде давления кулачки ключа.
2. Автоматическое расцепление ключа с муфтой после ее открытия/закрытия.
3. Возможность управления муфтами в будущем.
4. Малые габариты устройства.

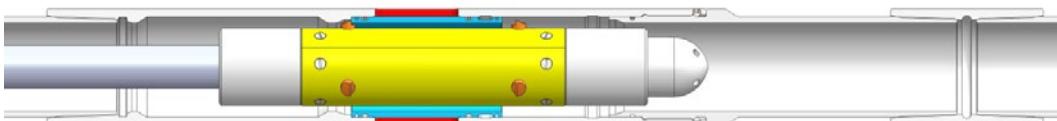
ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Внешний max Ø, мм	88
Внутренний Ø, мм	15
Длина, мм	449
Расход активации, л/с	4
Давление активации, МПа	4–5
Присоединительные резьбы	Резьба 60 ГОСТ 633-80

ЭТАПЫ РАБОТЫ КЛЮЧА

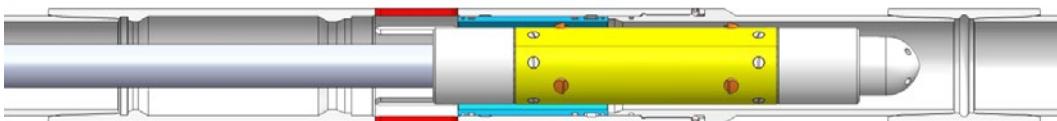
Локация муфты



Зацепление



Открытие муфты





Муфта ступенчатого гидроразрыва пласта управляемая **МСГРП-У**

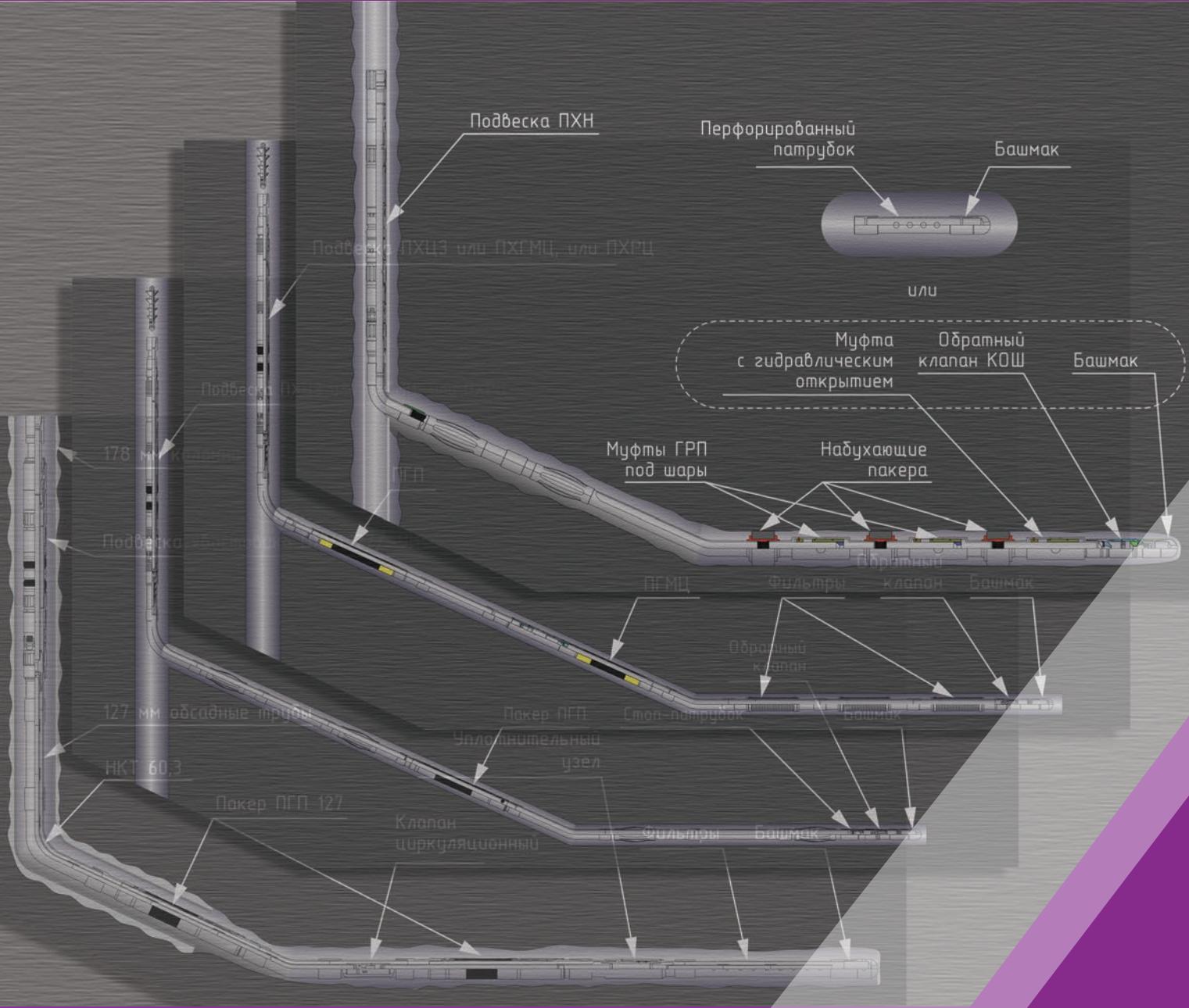
Муфта ступенчатого гидроразрыва пласта МСГРП-У предназначена для проведения многоинтervального гидроразрыва пласта.

Комплект муфт спускается в скважину в составе компоновки ГРП хвостовика. Каждая муфта устанавливается в заранее определенном интервале ствола скважины. Активация муфт МСГРП происходит при помощи спускаемого на ГНКТ устройства КУМ.114. В этом случае муфты активируются в произвольном порядке. Также активация муфт возможна по стандартной технологии при помощи шаров разного диаметра. В этом случае седла извлекаются без разбуривания, при помощи специального инструмента после активации муфт. Муфты спускаются в составе хвостовика в комплекте с набухающими или гидромеханическими пакерами. Компоновка хвостовика предусматривает установку неограниченного количества муфт.

НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ	ЗНАЧЕНИЕ
МСГРП-У.114	
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	114
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	142,9
Наружный диаметр, мм	133
Проходной диаметр, после срабатывания, мм	99
Максимальное внутреннее избыточное давление на корпус муфты, МПа	70
Максимальное наружное избыточное давление на корпус муфты, МПа	70
Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус ¹ , кН	400
Максимальная рабочая температура ² , °С	100
Длина, мм	949
Масса, кг	35

¹ Расчетная величина, при которой напряжения достигают предела текучести материала.

² Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации РТИ в скважине.



ПРИМЕРЫ КОМПОНОВОК ДЛЯ РЕШЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ЗАДАЧ

Крепление скважины
нецементируемым
хвостовиком

144

Крепление скважины
нецементируемым хвостовиком,
с разобщением пластов рукавными
пакерами

146

Крепление скважины
манжетно цементируемым хвостовиком,
с дополнительным разобщением
вышележащих пластов
рукавными пакерами

148

Крепление скважины
манжетно цементируемым хвостовиком,
с компоновкой для проведения МГРП
и разобщением интервалов
набухающими пакерами

150

Крепление скважины
манжетно цементируемым хвостовиком,
с двухступенчатым цементированием

152

Крепление скважины нецементируемым
хвостовиком, с промывкой через башмак,
возможностью вращения при спуске
и разобщением интервалов
набухающими пакерами

145

Крепление скважины
цементируемым хвостовиком
со сплошным цементированием,
с разобщением пластов
рукавными пакерами

147

Крепление скважины
нецементируемым хвостовиком,
с компоновкой для проведения МГРП
и разобщением интервалов
набухающими пакерами

149

Крепление скважины
манжетно цементируемым хвостовиком,
с компоновкой для проведения МГРП
и разобщением интервалов
гидравлическими пакерами

151

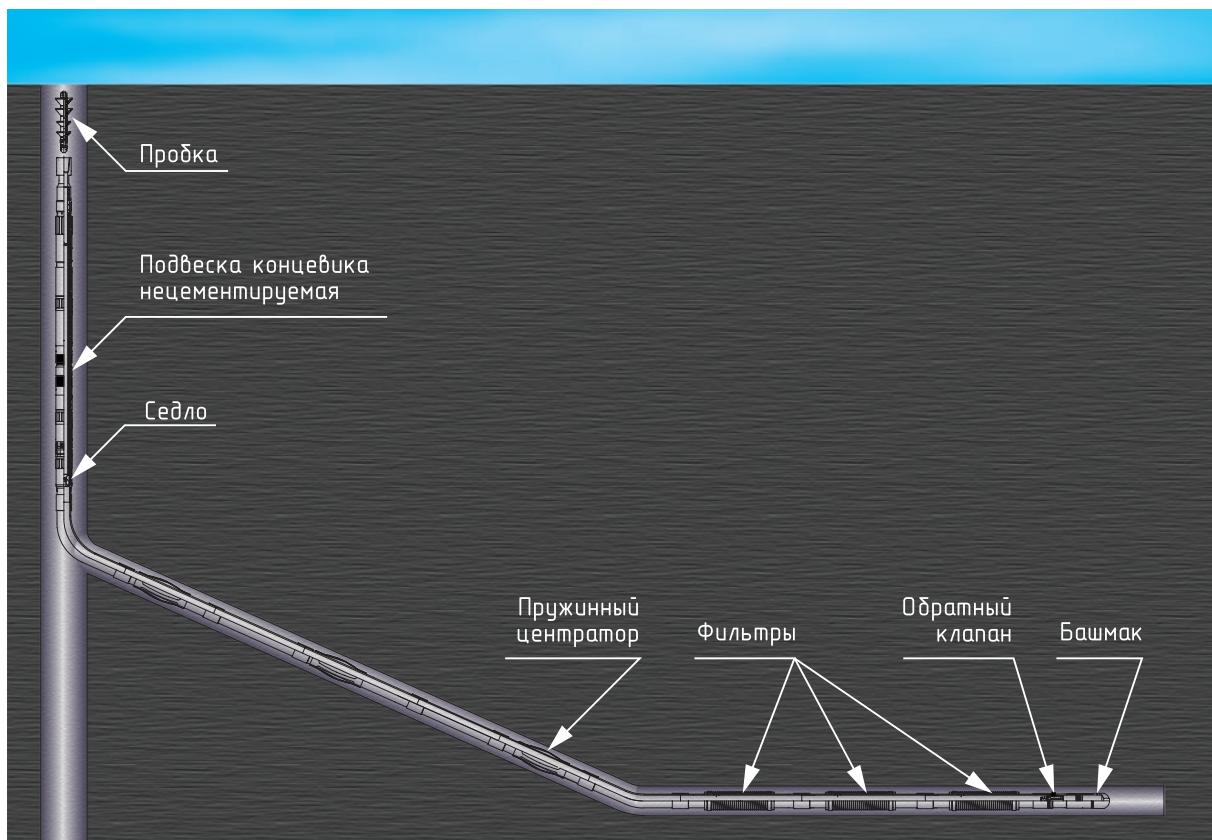
Крепление скважины **хвостовиком**,
со сплошным цементированием,
с последующим проведением
многостадийного ГРП

153

Крепление скважины нецементируемым хвостовиком

Для крепления скважины нецементируемым хвостовиком применяется следующая компоновка:

1. Подвеска типа ПХН;
2. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
3. Фильтры ФС или ФБ (в зависимости от устойчивости коллектора);
4. Обратный клапан (только в случае применения фильтров ФС);
5. Башмак.

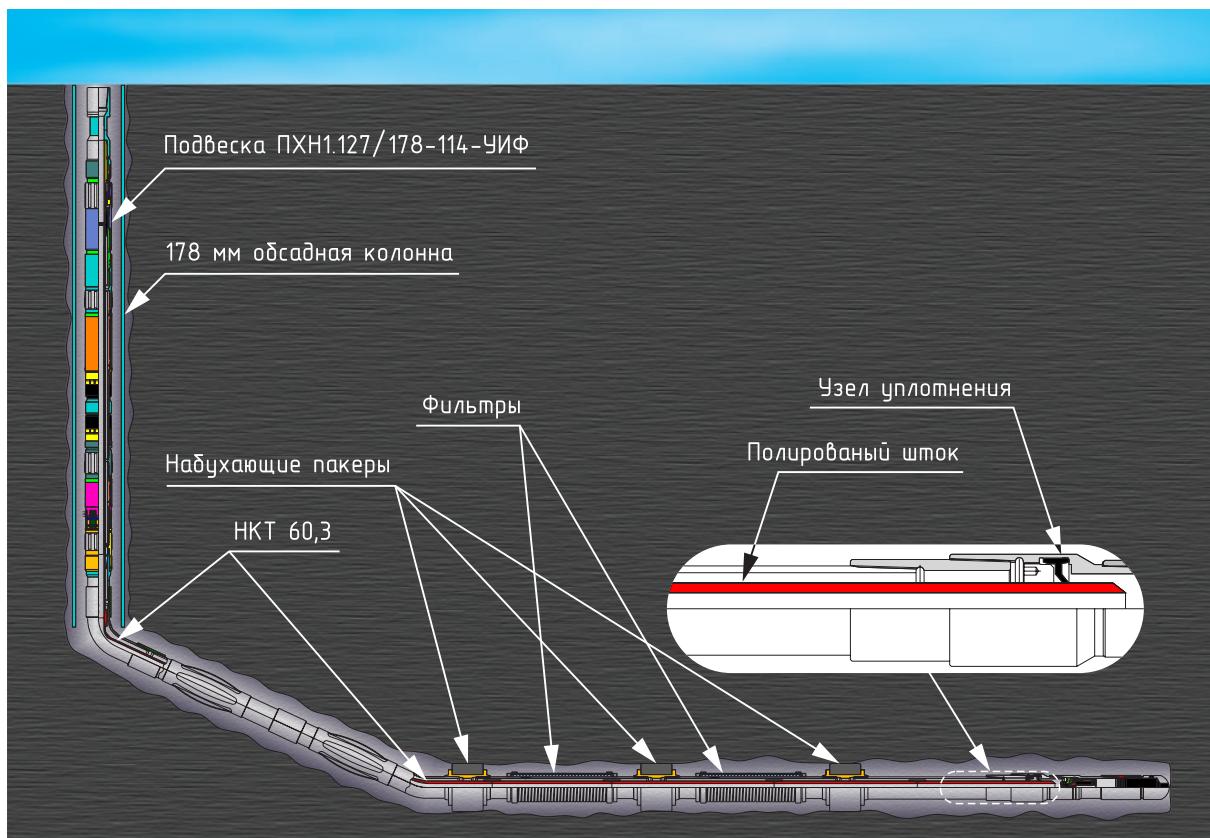


Крепление скважины нецементируемым хвостовиком, с промывкой через башмак, возможностью вращения при спуске и разобщением интервалов набухающими пакерами

Для крепления скважины нецементируемым хвостовиком, с промывкой через башмак и разобщением интервалов набухающими пакерами применяется следующая компоновка:

1. Подвеска типа ПХН-УИФ или ПХНВ-УИФ (если необходимо вращение при спуске);
2. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
3. Фильтры ФС или ФБ (в зависимости от устойчивости коллектора);
4. Узел уплотнения УИФ;
5. Обратный клапан (только в случае применения фильтров ФС);
6. Башмак.

После сборки хвостовика вовнутрь спускается колонна НКТ с полированным штоком на конце, до посадки последнего в узел уплотнения УИФ.

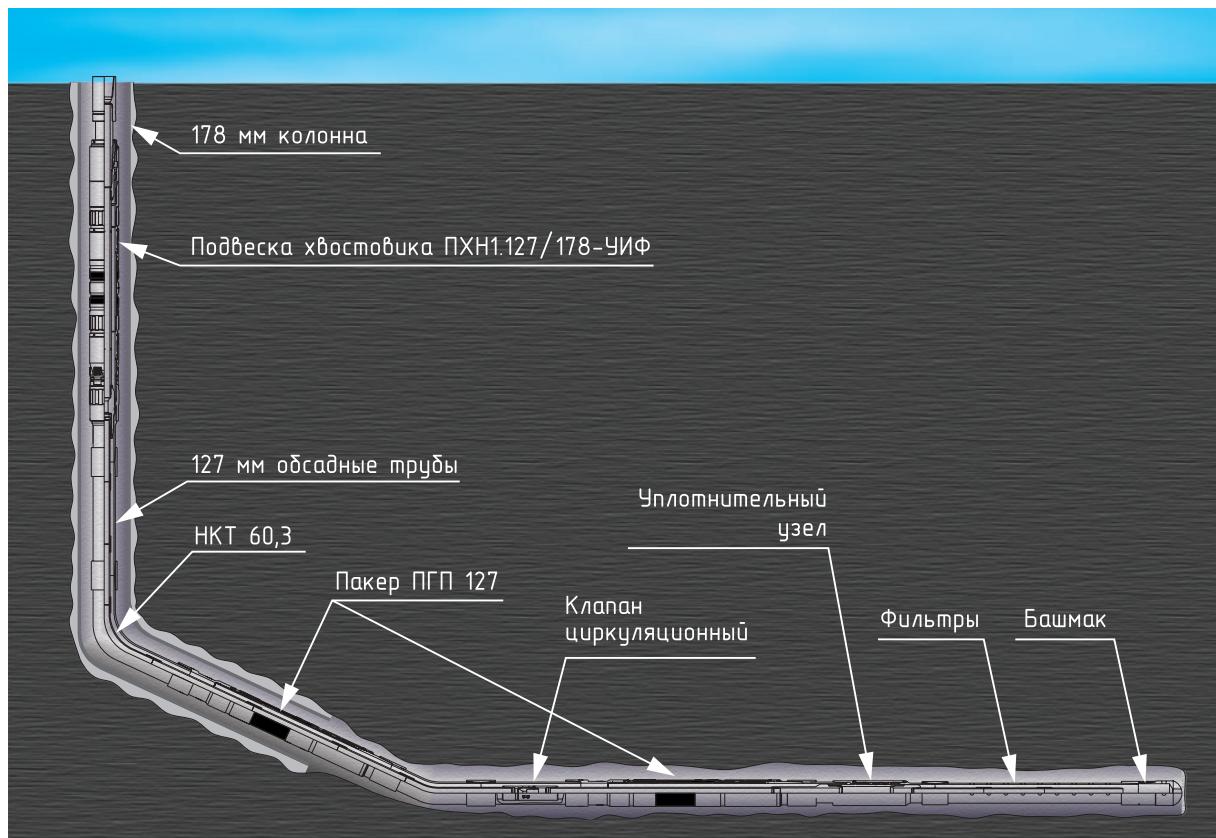


Крепление скважины нецементируемым хвостовиком, с разобщением пластов рукавными пакерами

Для крепления скважины нецементируемым хвостовиком, с промывкой через башмак и разобщением интервалов набухающими пакерами применяется следующая компоновка:

1. Подвеска типа ПХН-УИФ;
2. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
3. Пакера ПГП;
4. Узел уплотнения УИФ2;
5. Фильтры ФС или ФБ (в зависимости от устойчивости коллектора);
6. Обратный клапан (только в случае применения фильтров ФС);
7. Башмак.

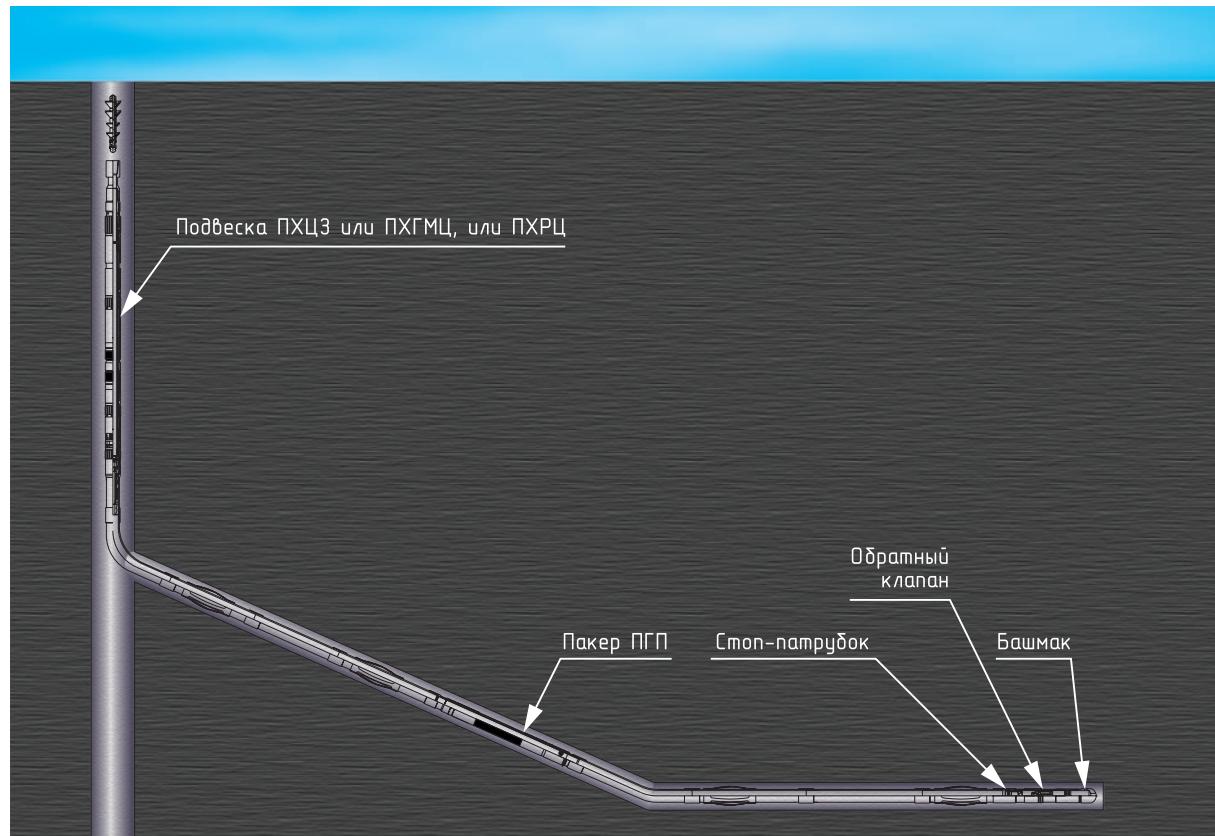
После сборки хвостовика вовнутрь спускается колонна НКТ со спецштоком в определенном месте до посадки последнего в узел уплотнения УИФ2.



Крепление скважины цементируемым хвостовиком со сплошным цементированием, с разобщением пластов рукавными пакерами

Для крепления скважины цементируемым хвостовиком с сплошным цементированием, с разобщением пластов рукавными пакерами используется следующая компоновка:

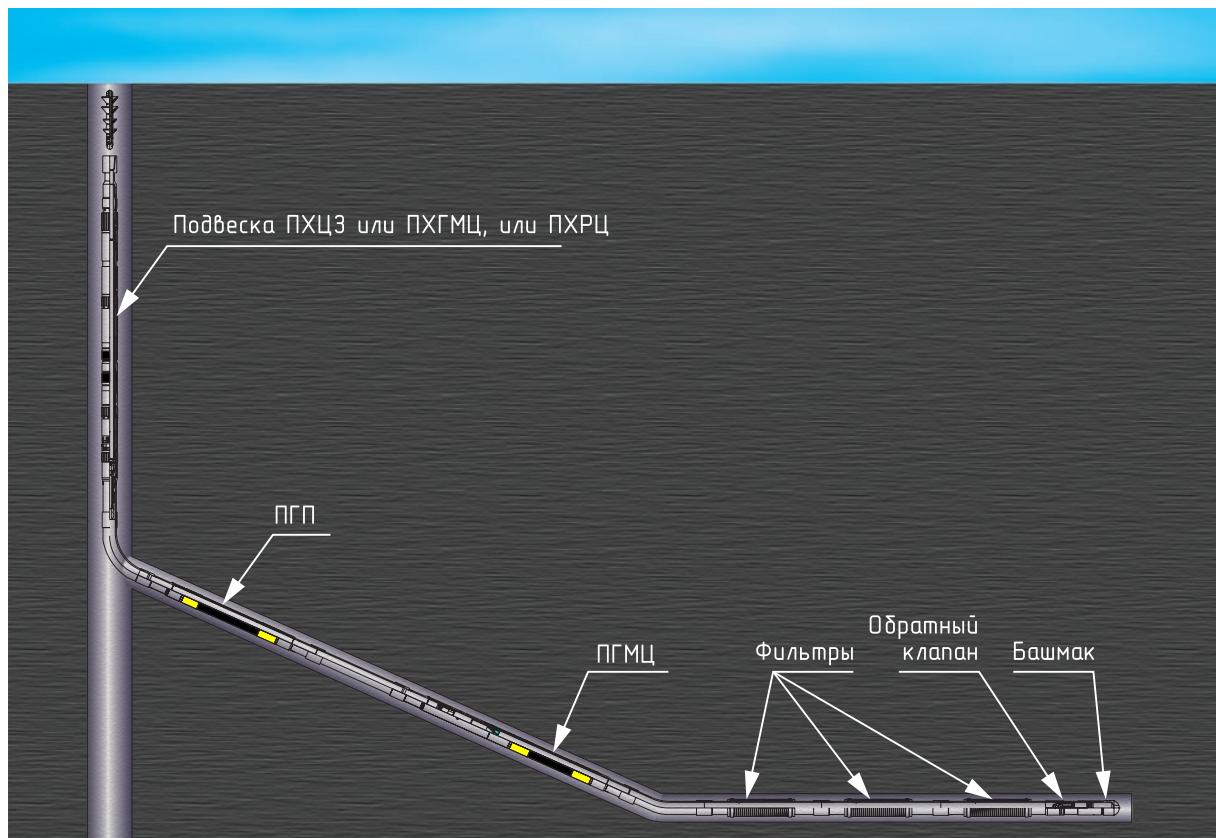
1. Подвеска ПХЦЗ или ПХГМЦ или ПХРЦ;
2. Цементировочная корзина ЦК;
3. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
4. Пакер ПГП;
5. Стоп-патрубок;
6. Клапан КОШ2;
7. Башмак.



Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с дополнительным разобщением вышележащих пластов рукавными пакерами

Для крепления скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с дополнительным разобщением вышележащих пластов рукавными пакерами используется следующая компоновка:

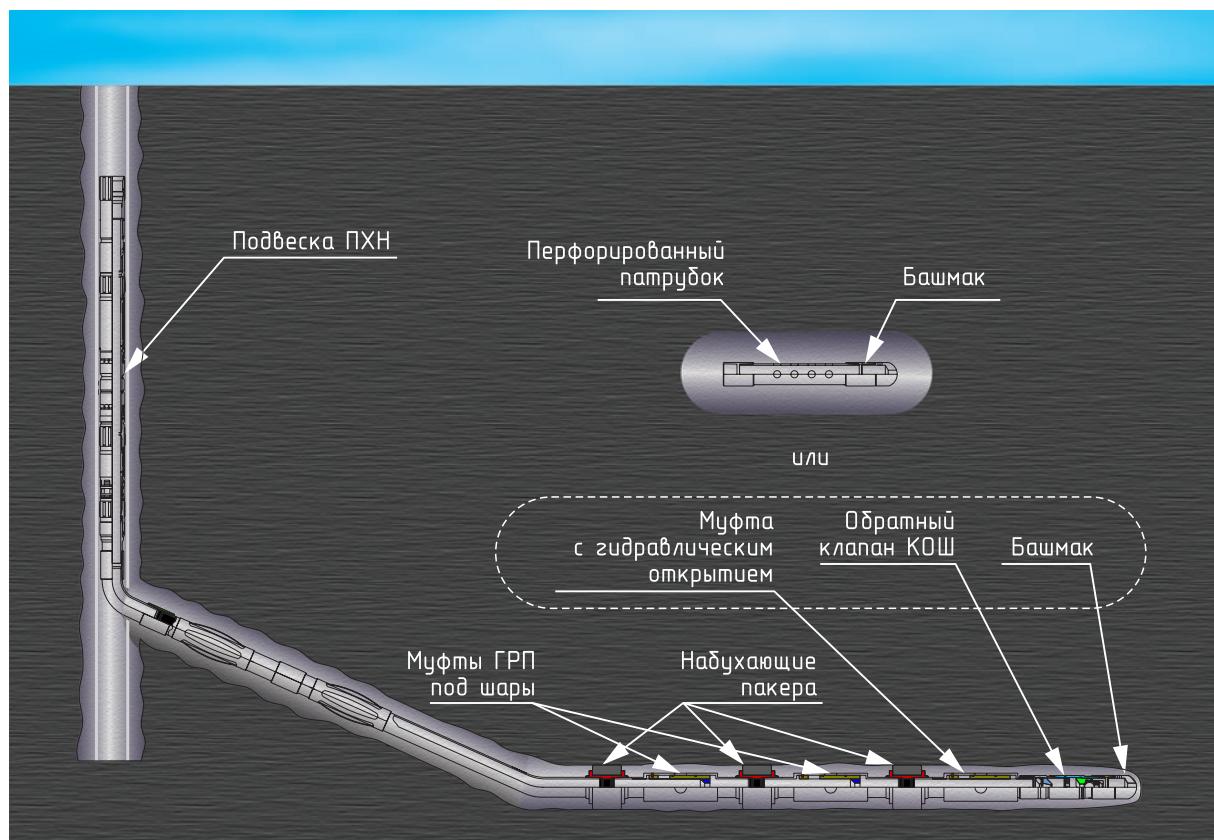
1. Подвеска ПХЦЗ или ПХГМЦ или ПХРЦ;
2. Пакер ПГП (один или несколько);
3. Цементировочная корзина ЦК;
4. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
5. Пакер ПГМЦ;
6. Фильтры ФС или ФБ (в зависимости от устойчивости коллектора);
7. Клапан КОШ2;
8. Башмак БК-М.



Крепление скважины нецементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов набухающими пакерами

Для крепления скважины нецементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов набухающими пакерами используются следующие технические средства:

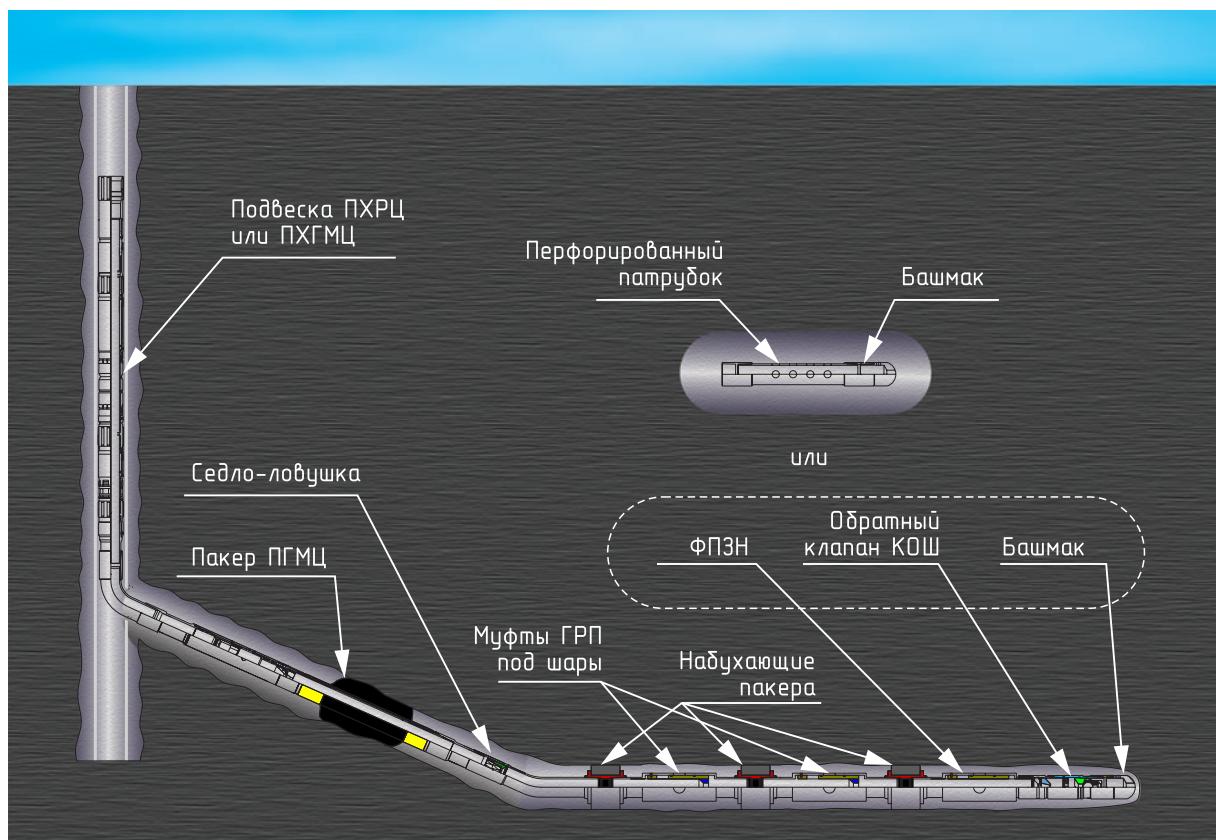
1. Подвеска типа ПХН;
2. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
3. Пакера ПГРП;
4. Муфты МСГРП или ФПЗ (под шары);
5. Муфта МСГРП-Г или ФПЗ-Г (гидравлически открываемая);
6. Клапан КО;
7. Обратный клапан;
8. Башмак.



Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов набухающими пакерами

Для крепления скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов набухающими пакерами используются следующие технические средства:

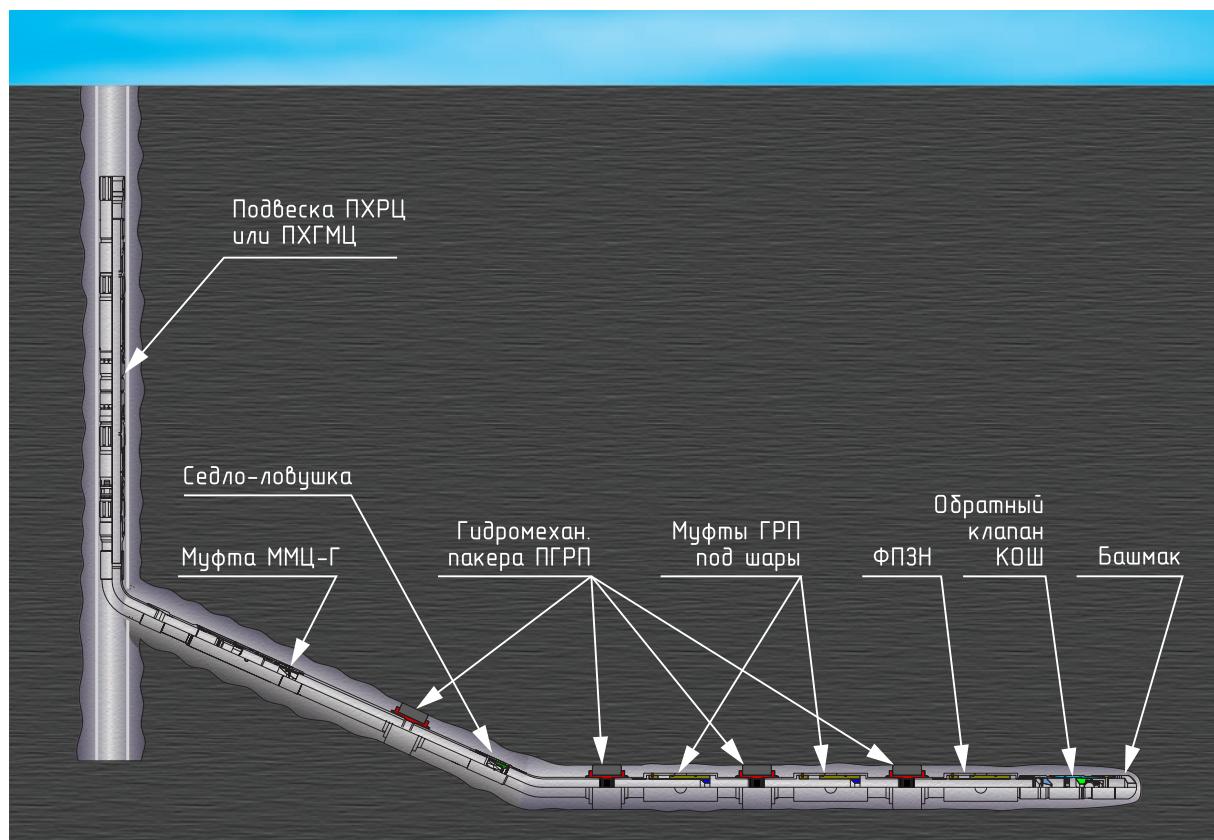
1. Подвеска ПХЦЗ или ПХГМЦ;
2. Цементировочная корзина ЦК;
3. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
4. Пакер ПГМЦ;
5. Седло-ловушка СЛ;
6. Пакера ПНН или ПНВ;
7. Муфты МСГРП под шары;
8. Перфорированный патрубок;
9. Башмак БК-М.



Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов гидравлическими пакерами

Для крепления скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с компоновкой для проведения МГРП и разобщением интервалов гидромеханическими пакерами используются следующие технические средства:

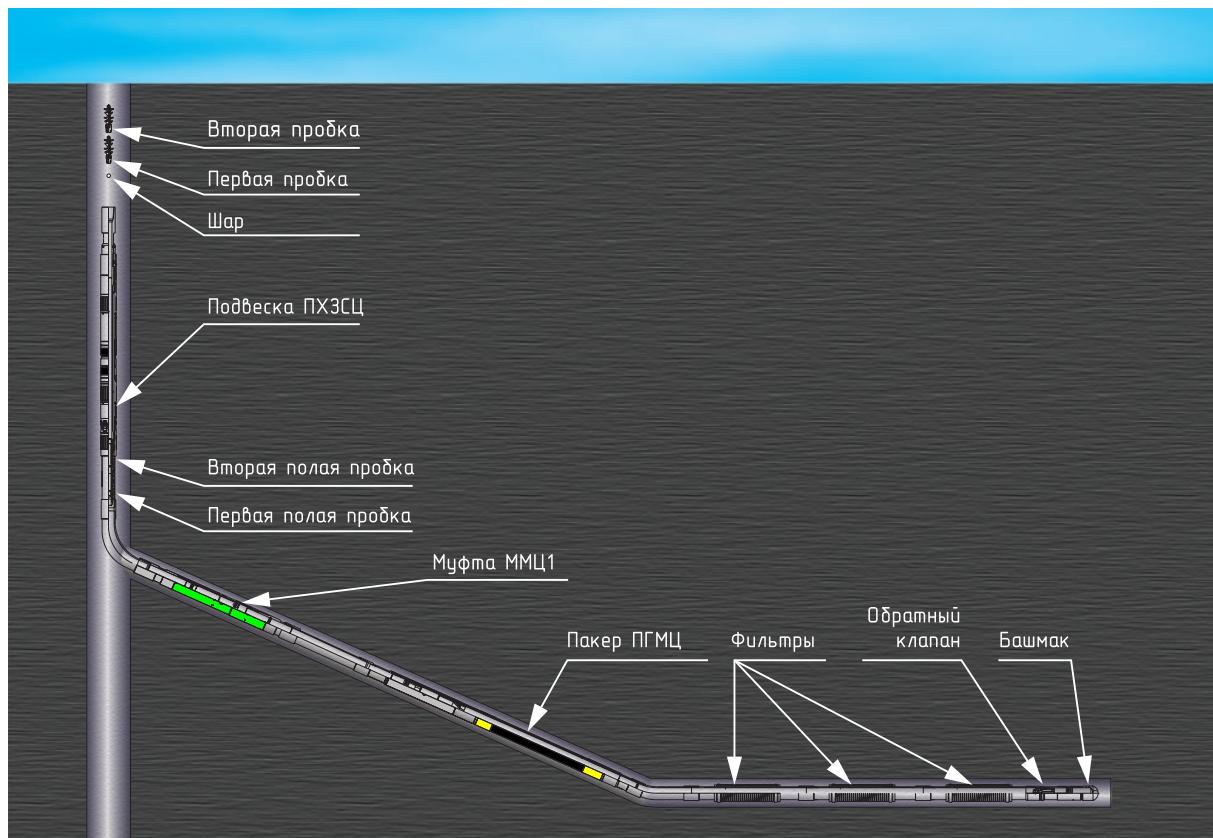
1. Подвеска ПХЦЗ или ПХГМЦ;
2. Цементировочная корзина ЦК;
3. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
4. Муфта ММЦ-Г;
5. Седло-ловушка СЛ;
6. Пакера ПГРП;
7. Муфты МСГРП (под шары);
8. Муфта МСГРП-Г (гидравлически открываемая);
9. Клапан КО;
10. Клапан КОШ2;
11. Башмак БК-М.



Крепление скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с двухступенчатым цементированием

Для крепления скважины манжетно цементируемым хвостовиком, с двухступенчатым цементированием используются следующие технические средства:

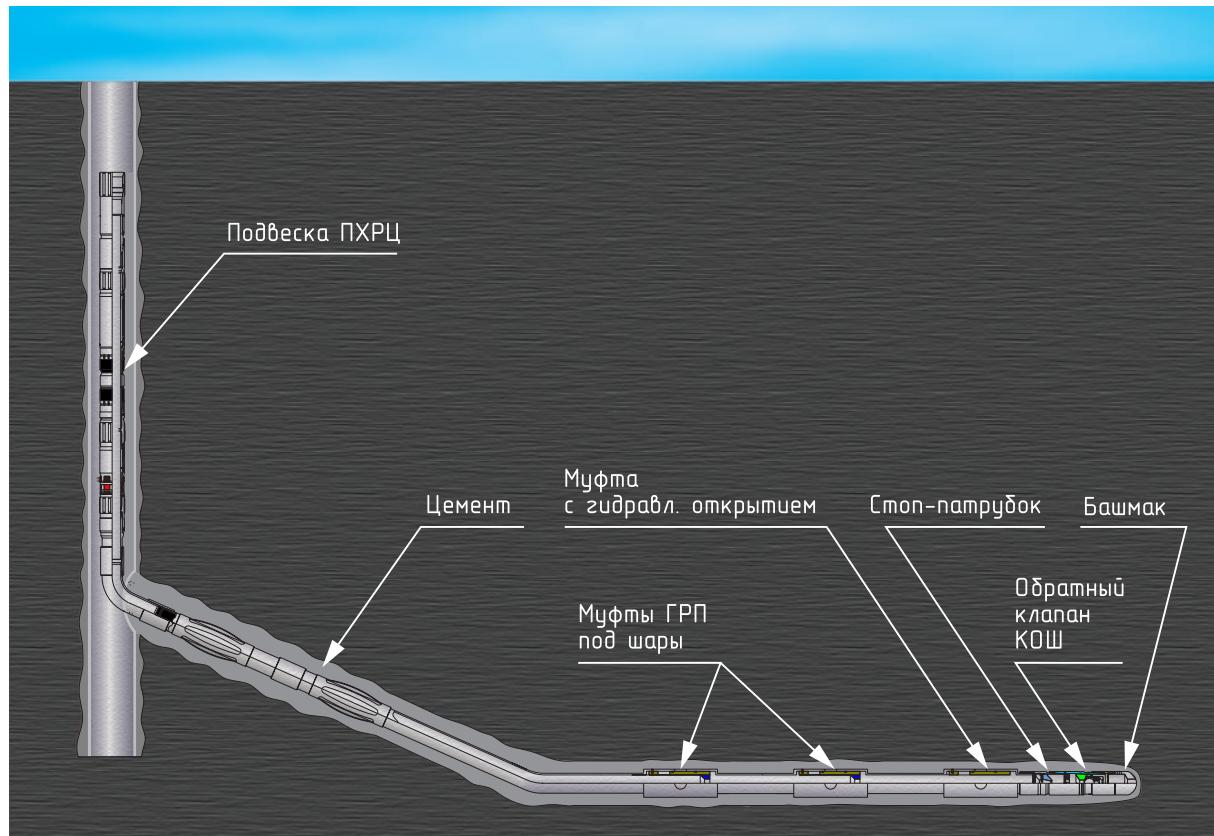
1. Подвеска ПХЗСЦ;
2. Низкофрикционные и пружинные центраторы;
3. Муфта ММЦ1;
4. Пакер ПГМЦ;
5. Фильтры ФС или ФБ (в зависимости от устойчивости коллектора);
6. Обратный клапан (только в случае применения фильтров ФС);
7. Башмак БК-М.

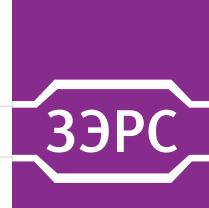


Крепление скважины хвостовиком, со сплошным цементированием, с последующим проведением многостадийного ГРП

Для крепления скважины цементируемым хвостовиком, с компоновкой под МГРП используются следующие технические средства:

1. Подвеска специальная ПХГМЦ или ПХРЦ;
2. Пружинные центраторы;
3. Муфты МСГРП – Ц;
4. Муфта МСГРП – Г (Ц);
5. Стоп-патрубок;
6. Обратный клапан;
7. Башмак БК-М.







www.zers.ru

Научно-Технический Центр «ЗЭРС»

+7 (495) 632-21-94/95/96 | WWW.ZERS.RU | INFO@ZERS.RU

Москва:

107078, г. Москва,
ул. Новая Басманская,
д.14, стр.1
(495) 632-21-94/95/96/97

Рязань:

390042, Рязанская область,
г. Рязань,
ул. Промышленная, 21
тел./факс (4912) 500-337,
(4912) 500-338,
(4912) 500-339,
(4912) 500-340,
(495) 632-21-94/95/96/97
(доб. тел. 146)

Ноябрьск:

629803, Тюменская обл.,
ЯНАО,
г. Ноябрьск, промзона,
панель 4,здание АТБ,
помещение №28
тел./факс (912) 071-28-80,
(495) 632-21-94/95/96/97
(доб. тел. 153)

Нижневартовск:

628600, Тюменская обл.,
ХМАО-ЮГра, г. Нижневар-
товск, ул. Индустриальная,
д. 29 стр. 20,
тел./факс (922) 655-32-46,
(495) 632-21-94/95/96/97
(доб. тел. 154)

Иркутск:

664047, Иркутская обл.,
г. Иркутск,
ул. Советская, д. 124е.
тел. (904) 151-54-60,
(495) 632-21-94/95/96/97
(доб. тел. 170)

Бузулук:

461042, Оренбургская обл.,
Бузулукский р-н, г. Бузулук, 10
мкр., Пятигорская ул., 39А;
тел. (922) 537-42-38,
(495) 632-21-94/95/96/97 (доб.
тел. 155)

