

**УТВЕРЖДЕНЫ**

**Приказом ПАО «НК «Роснефть»**

**от «19» февраля 2022 г. № 78**

**Введены в действие «19» февраля 2022 г.**

**ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ**

**Приказом АО «Востсибнефтегаз»**

**от «11» марта 2022 г. №349**

**Вступили в силу «15» марта 2022 г.**

|  |
| --- |
| **ТИПОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ КОМПАНИИ** |

**КОМПОНОВКИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН**

**№ П2-05.01 ТТР-1213**

**ВЕРСИЯ 2**

**МОСКВА**

**2022**

# СОДЕРЖАНИЕ

[1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ 6](#_Toc89864568)

[НАЗНАЧЕНИЕ 6](#_Toc89864569)

[ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ 6](#_Toc89864570)

[ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ 6](#_Toc89864571)

[2. ГЛОССАРИЙ 7](#_Toc89864572)

[2.1. ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 7](#_Toc89864573)

[2.2. РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ 7](#_Toc89864574)

[2.3. СОКРАЩЕНИЯ 7](#_Toc89864576)

[3. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА 8](#_Toc89864577)

[4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ 9](#_Toc89864579)

[4.1. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ 9](#_Toc89864580)

[4.2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НЕЦЕМЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН С ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ ДИАМЕТРОМ 178 ММ И ХВОСТОВИКОМ ДИАМЕТРОМ 114 ММ 11](#_Toc89864587)

[4.2.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ 11](#_Toc89864588)

[4.2.2. УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ 12](#_Toc89864589)

[4.2.3. ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ 13](#_Toc89864590)

[4.2.4. СТИНГЕР 15](#_Toc89864591)

[4.2.5. ЯКОРЬ СТИНГЕРА 16](#_Toc89864592)

[4.2.6. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ 17](#_Toc89864593)

[4.2.7. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ 17](#_Toc89864594)

[4.2.8. МУФТА ГРП, АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ 18](#_Toc89864595)

[4.2.9. МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ 20](#_Toc89864596)

[4.2.10. МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ 21](#_Toc89864597)

[4.2.11. ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 21](#_Toc89864598)

[4.2.12. ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 22](#_Toc89864599)

[4.2.13. ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 22](#_Toc89864600)

[4.2.14. КЛАПАН ОБРАТНЫЙ 23](#_Toc89864601)

[4.2.15. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ 23](#_Toc89864602)

[4.2.16. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ 24](#_Toc89864603)

[4.2.17. ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ 25](#_Toc89864604)

[4.2.18. ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 26](#_Toc89864605)

[4.2.19. РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР 26](#_Toc89864607)

[4.2.20. ИНСТРУМЕНТ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТЫ ГРП 27](#_Toc89864608)

[4.3. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НЕЦЕМЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН С КОМБИНИРОВАННОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ 178/140 ММ И МАНЖЕТНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ 27](#_Toc89864609)

[4.3.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ 28](#_Toc89864610)

[4.3.2. МУФТА СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ 29](#_Toc89864611)

[4.3.3. ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ 30](#_Toc89864612)

[4.3.4. ПАКЕР МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ 30](#_Toc89864613)

[4.3.5. ШЛАМОУЛАВЛИВАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО 31](#_Toc89864614)

[4.3.6. ПЕРЕВОДНИК 32](#_Toc89864615)

[4.3.7. СТИНГЕР 32](#_Toc89864616)

[4.3.8. ЯКОРЬ СТИНГЕРА 33](#_Toc89864617)

[4.3.9. ПОЛИРОВАННАЯ ВОРОНКА 34](#_Toc89864618)

[4.3.10. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ 35](#_Toc89864619)

[4.3.11. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ 35](#_Toc89864620)

[4.3.12. МУФТА ГРП, АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ 36](#_Toc89864621)

[4.3.13. МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ 37](#_Toc89864622)

[4.3.14. МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ 38](#_Toc89864623)

[4.3.15. ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 39](#_Toc89864624)

[4.3.16. ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 40](#_Toc89864625)

[4.3.17. ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 40](#_Toc89864626)

[4.3.18. КЛАПАН ОБРАТНЫЙ 40](#_Toc89864627)

[4.3.19. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ 41](#_Toc89864628)

[4.3.20. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ 41](#_Toc89864629)

[4.3.21. ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ 42](#_Toc89864630)

[4.3.22. ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 177,8Х9,19 44](#_Toc89864631)

[4.3.23. ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 139,7Х9,17 44](#_Toc89864632)

[4.3.24. РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР 45](#_Toc89864633)

[4.3.25. ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТЫ ГРП 45](#_Toc89864634)

[4.4. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НЕЦЕМЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКЕ «РАЗРЫВНЫЕ МУФТЫ И СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР» ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН С ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ ДИАМЕТРОМ 178, 168 ММ И ХВОСТОВИКОМ ДИАМЕТРОМ 114 ММ 46](#_Toc89864635)

[4.4.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ 46](#_Toc89864636)

[4.4.2. УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ 47](#_Toc89864637)

[4.4.3. ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ 48](#_Toc89864638)

[4.4.4. СТИНГЕР 50](#_Toc89864639)

[4.4.5. ЯКОРЬ СТИНГЕРА 52](#_Toc89864640)

[4.4.6. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ 52](#_Toc89864641)

[4.4.7. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ 53](#_Toc89864642)

[4.4.8. МУФТА ГРП С РАЗРЫВНЫМИ ПОРТАМИ 54](#_Toc89864643)

[4.4.9. МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ 55](#_Toc89864644)

[4.4.10. КЛАПАН ОБРАТНЫЙ 56](#_Toc89864645)

[4.4.11. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ 56](#_Toc89864646)

[4.4.12. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ 57](#_Toc89864647)

[4.4.13. ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ 58](#_Toc89864648)

[4.4.14. СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР 59](#_Toc89864649)

[4.4.15. ИМИТАТОР СЕЛЕКТИВНОГО ПАКЕРА 60](#_Toc89864650)

[4.4.16. ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 61](#_Toc89864651)

[4.4.17. РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР 61](#_Toc89864652)

[4.4.18. ИНСТРУМЕНТ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТ ГРП 62](#_Toc89864653)

[4.5. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКИ «РАЗРЫВНЫЕ МУФТЫ И СЕЛЕКТИВНЫЙ   
ПАКЕР» СО СПЛОШНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН И РЕКОНСТРУКЦИИ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ   
КОЛОННОЙ ДИАМЕТРОМ 178, 168 ММ И ХВОСТОВИКОМ ДИАМЕТРОМ 114 ММ 62](#_Toc89864654)

[4.5.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ 63](#_Toc89864655)

[4.5.2. УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ 64](#_Toc89864656)

[4.5.3. ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ 65](#_Toc89864657)

[4.5.4. СТИНГЕР 67](#_Toc89864658)

[4.5.5. ЯКОРЬ СТИНГЕРА 68](#_Toc89864659)

[4.5.6. МУФТА ГРП С РАЗРЫВНЫМИ ПОРТАМИ 68](#_Toc89864660)

[4.5.7. МУФТА ПОСАДОЧНАЯ 70](#_Toc89864661)

[4.5.8. МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ 70](#_Toc89864662)

[4.5.9. КЛАПАН ОБРАТНЫЙ 71](#_Toc89864663)

[4.5.10. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ 71](#_Toc89864664)

[4.5.11. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ 71](#_Toc89864665)

[4.5.12. ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ 72](#_Toc89864666)

[4.5.13. ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ 74](#_Toc89864667)

[4.5.14. ПРОБКА ПОДВЕСНАЯ 74](#_Toc89864668)

[4.5.15. СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР 75](#_Toc89864669)

[4.5.16. ИМИТАТОР СЕЛЕКТИВНОГО ПАКЕРА 75](#_Toc89864670)

[4.5.17. ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 76](#_Toc89864671)

[4.5.18. РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР 76](#_Toc89864672)

[4.5.19. ИНСТРУМЕНТ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТ ГРП 77](#_Toc89864673)

[4.6. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» С МАНЖЕТНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ КОЛОННАМИ 178 ММ, 168 ММ, 146 ММ И ХВОСТОВИКАМИ ДИАМЕТРОМ 114 ММ, 102 ММ 78](#_Toc89864674)

[4.6.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ 78](#_Toc89864675)

[4.6.2. УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ 79](#_Toc89864676)

[4.6.3. ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ 80](#_Toc89864677)

[4.6.4. СТИНГЕР 82](#_Toc89864678)

[4.6.5. ЯКОРЬ СТИНГЕРА 83](#_Toc89864679)

[4.6.6. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ 84](#_Toc89864680)

[4.6.7. ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ 85](#_Toc89864681)

[4.6.8. ПАКЕР МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ 86](#_Toc89864682)

[4.6.9. МУФТА ГРП, АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ 87](#_Toc89864683)

[4.6.10. МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ 88](#_Toc89864684)

[4.6.11. МУФТА ПОСАДОЧНАЯ 89](#_Toc89864685)

[4.6.12. МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ 89](#_Toc89864686)

[4.6.13. МУФТА ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ 89](#_Toc89864687)

[4.6.14. МУФТА СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВОЧНАЯ 90](#_Toc89864688)

[4.6.15. ШЛАМОУЛАВЛИВАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО 91](#_Toc89864689)

[4.6.16. КЛАПАН ОБРАТНЫЙ 91](#_Toc89864690)

[4.6.17. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ 91](#_Toc89864691)

[4.6.18. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ 92](#_Toc89864692)

[4.6.19. ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ 93](#_Toc89864693)

[4.6.20. ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ 94](#_Toc89864694)

[4.6.21. ПРОБКА ПОДВЕСНАЯ 95](#_Toc89864695)

[4.6.22. ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 95](#_Toc89864696)

[4.6.23. ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 96](#_Toc89864697)

[4.6.24. ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 96](#_Toc89864698)

[4.6.25. ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 97](#_Toc89864699)

[4.6.26. РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР 97](#_Toc89864700)

[4.7. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» СО СПЛОШНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ КОЛОННАМИ 178 ММ, 168 ММ, 146 ММ И ХВОСТОВИКАМИ ДИАМЕТРОМ 114 ММ, 102 ММ 98](#_Toc89864701)

[4.7.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ 98](#_Toc89864702)

[4.7.2. УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ 99](#_Toc89864703)

[4.7.3. ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ 100](#_Toc89864704)

[4.7.4. СТИНГЕР 102](#_Toc89864705)

[4.7.5. ЯКОРЬ СТИНГЕРА 104](#_Toc89864706)

[4.7.6. МУФТА ГРП АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ, ЦЕМЕНТИРУЕМАЯ 104](#_Toc89864707)

[4.7.7. МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ, ЦЕМЕНТИРУЕМАЯ 106](#_Toc89864708)

[4.7.8. МУФТА ПОСАДОЧНАЯ 107](#_Toc89864709)

[4.7.9. МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ 107](#_Toc89864710)

[4.7.10. КЛАПАН ОБРАТНЫЙ 108](#_Toc89864711)

[4.7.11. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ 108](#_Toc89864712)

[4.7.12. БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ 108](#_Toc89864713)

[4.7.13. ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ 109](#_Toc89864714)

[4.7.14. ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ 111](#_Toc89864715)

[4.7.15. ПРОБКА ПОДВЕСНАЯ 111](#_Toc89864716)

[4.7.16. ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 112](#_Toc89864717)

[4.7.17. ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 112](#_Toc89864718)

[4.7.18. ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП 113](#_Toc89864719)

[4.7.19. ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 113](#_Toc89864720)

[4.7.20. РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР 113](#_Toc89864721)

[5. ТРЕБОВАНИЯ К ПАСПОРТАМ НА ОБОРУДОВАНИЕ 115](#_Toc89864722)

[6. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ИСПЫТАНИЙ 119](#_Toc89864723)

[6.1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ 119](#_Toc89864724)

[7. ТРЕБОВАНИЯ К МАРКИРОВКЕ И УПАКОВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ 122](#_Toc89864725)

[7.1. ТРЕБОВАНИЯ К МАРКИРОВКЕ 122](#_Toc89864726)

[7.2. ТРЕБОВАНИЯ К УПАКОВКЕ 122](#_Toc89864727)

[8. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИЮ 124](#_Toc89864728)

[9. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ 125](#_Toc89864729)

[10. ССЫЛКИ 127](#_Toc89864730)

[ПРИЛОЖЕНИЯ 128](#_Toc89864731)

1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящие Типовые требования устанавливают требования к наиболее широко применяемым компоновкам оборудования нижнего заканчивания скважин для многостадийного гидравлического разрыва пластов при бурении и реконструкции методом зарезки боковых стволов.

Настоящие Типовые требования не распространяются на пласты со специфическими условиями: на пласты Баженовской свиты, Доманиковые отложения, скважины с аномально высоким пластовым давлением, скважины с большим отходом от вертикали, скважины со спуском хвостовика с вращением, скважины с аномально высокими температурами пласта, газовые скважины.

ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Типовые требования обязательны для исполнения работниками подконтрольных ПАО «НК «Роснефть» Обществ Группы, осуществляющих деятельность по добыче нефти и газа, и прочих подконтрольных Обществ Группы, расположенных на территории Российской Федерации, в соответствии с Периметром внедрения настоящих Типовых требований.

Периметр внедрения настоящих Типовых требований утверждается распорядительным документом ПАО «НК «Роснефть» в соответствии с порядком, установленным Стандартом Компании № П3-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».

ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСПОЛНЕНИЯ

Настоящие Типовые требования являются локальным нормативным документом постоянного действия.

1. ГЛОССАРИЙ
   1. **ТЕРМИНЫ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ**

В настоящих Типовых требованиях используются термины Корпоративного глоссария: *Гидроразрыв пласта, Компания*, *Общество Группы (ОГ), Пластовый флюид (Флюид).*

* 1. **РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ**

В настоящих Типовых требованиях используются роли Корпоративного глоссария: *Буровой подрядчик, Подрядная организация (Подрядчик), Супервайзер, Функциональный заказчик.*

* 1. **СОКРАЩЕНИЯ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| ГВЗ | – | гидравлическое воздействие. |
| ГНВП | – | газонефтеводопроявление. |
| ГНКТ | – | гибкие насосно-компрессорные трубы. |
| ГРП | – | гидравлический разрыв пласта. |
| ЗБС | – | зарезка бокового ствола. |
| ЗИП | – | запасные части, инструменты и принадлежности. |
| КЗП | – | коэффициент запаса прочности. |
| МГРП | – | многостадийный гидравлический разрыв пласта |
| МСЦ | – | муфта ступенчатого цементирования. |
| НКТ | – | насосно-компрессорные трубы. |
| ПО | – | программное обеспечение |
| РТИ | – | резино-технические изделия. |
| СПО | – | спуско-подъемная операция. |
| ТЗ | – | техническое задание. |
| ФЕС | – | фильтрационно-ёмкостные свойства. |
| ЭБ | – | эксплуатационное бурение. |
| ЭК | – | эксплуатационная колонна. |

1. УЧАСТНИКИ БИЗНЕС-ПРОЦЕССА
   1. В выполнении процедур, указанных в настоящих Типовых требованиях, участвуют:

* Буровой подрядчик;
* Супервайзер;
* Подрядная организация (Подрядчик);
* Функциональный заказчик.

1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ

В разделе 4 приведены требования к оборудованию нижнего заканчивания, применяемому в скважинных компоновках для МГРП при бурении и реконструкции. Также приведены геолого-технические данные, необходимые для планирования подземного оборудования для заканчивания скважин.

Приведённые в разделе 4 требования к элементам компоновок заканчивания должны быть учтены Функциональным заказчиком при формировании технических заданий на закупку услуг по технологическому сопровождению крепления скважин хвостовиками с МГРП.

* 1. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ

Пометкой «**изменяемое поле**» в разделе отмечена информация (ячейка таблицы, числовой параметр) подлежащая корректировке, которая используется Функциональным заказчиком при составлении технического задания на закупку услуг по технологическому сопровождению крепления скважин хвостовиками с МГРП под конкретные внутрискважинные условия.

Информация, представленная в таблице 1 и не отмеченная пометкой «**изменяемое поле**», редакции не подлежит.

В Таблице 1 приведён пример набора геолого-технических данных, необходимых для планирования оборудования заканчивания скважин.

**Таблица 1**

| №  П/П | НАИМЕНОВАНИЕ | ТРЕБОВАНИЯ/ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ |
| --- | --- | --- |
| Общие сведения о месторождении | | |
|  | Местоположение месторождения (площади) (область, округ, район) | Ханты-Мансийский автономный округ, Нижневартовский район **(изменяемое поле)** |
|  | Месторождение, лицензионный участок | Колик-Ёган, Кошильское, Чехлонейское **(изменяемое поле)** |
|  | Расположение (суша, море) | Суша **(изменяемое поле)** |
|  | Сообщение с объектом ведения работ | Асфальтированные автодороги **(изменяемое поле)** |
|  | Температура окружающей среды, °С | -43 до +32 **(изменяемое поле)** |
| Сведения о продуктивных пластах | | |
|  | Продуктивный пласт | АВ **(изменяемое поле)** |
|  | Глубина залегания целевого пласта по вертикали, м | 1700 **(изменяемое поле)** |
|  | Вид коллектора | Терригенный /Карбонатный / Смешанный **(изменяемое поле)** |
|  | Пластовое давление, МПа | 15,3 **(изменяемое поле)** |
|  | Давление ГРП, МПа | 26 **(изменяемое поле)** |
|  | Давление насыщения, МПа | 15 **(изменяемое поле)** |
|  | Пластовая температура, °С | 70 **(изменяемое поле)** |
| Общие сведения о скважинах, конструкция скважин | | |
|  | Назначение скважин | Выбор:  Добывающие  Нагнетательные **(изменяемое поле)** |
|  | Категория скважин | II категория **(изменяемое поле)** |
|  | Вид профиля | J-образный **(изменяемое поле)** |
|  | Максимальный зенитный угол, град | 90 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина открытого ствола, м | 500÷1000 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина горизонтального участка, м | 300÷700 **(изменяемое поле)** |
|  | Диаметр/толщина стенки ЭК, при ЭБ, мм | 177,8/9,19 **(изменяемое поле)** |
|  | Диаметр/толщина стенки ЭК, при ЗБС, мм | 177,8/9,19; 168,3/8,9; 146,1/7,7 |
|  | Группа прочности ЭК | Е **(изменяемое поле)** |
|  | Диаметр/толщина стенки хвостовика, мм | 114,3/7,4/8,6; 101,6/6,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Группа прочности обсадной трубы хвостовика | Р-110 (М) **(изменяемое поле)** |
|  | Тип резьбы обсадной трубы хвостовика | ОТТМ **(изменяемое поле)** |
| Сведения о бурении | | |
|  | Номинальный диаметр долота, для бурения секции под хвостовик, ЭБ, мм | 155,6; 152,4 **(изменяемое поле)** |
|  | Номинальный диаметр долота, для бурения секции под хвостовик, ЗБС, мм | 155,6; 152,4; 142,9; 126; 123,8 **(изменяемое поле)** |
|  | Минимальный внутренний диаметр бурильной колонны, мм | 52 **(изменяемое поле)** |
|  | Тип присоединительной резьбы бурильной колонны | З-102, З-86 **(изменяемое поле)** |
|  | Пространственная интенсивность ствола до точки Т2 , град/10м | 1÷3 **(изменяемое поле)** |
|  | Пространственная интенсивность ствола после точки Т2, град/10м | 0÷1,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Параметры бурового раствора, для бурения секции под хвостовик: |  |
| * тип бурового раствора; | Полимерный на водной основе, раствор на углеводородной основе **(изменяемое поле)** |
| * плотность, г/см3; | 1,24 **(изменяемое поле)** |
| * содержание барита, кг/м3 | более 1000 **(изменяемое поле)** |
|  | Тип буровых насосов: | Триплекс, Плунжерный **(изменяемое поле)** |
| * максимальный расход, л/с; | 18 **(изменяемое поле)** |
| * максимальное давление, МПа | 32 **(изменяемое поле)** |
|  | Ориентировочное время бурения одной скважины, суток | 28-32 суток **(изменяемое поле)** |
|  | Тип жидкости заканчивания | Солевой раствор на водной основе (NaCl**) (изменяемое поле)** |
| Сведения о возможной агрессивности флюидов в процессе эксплуатации оборудования заканчивания | | |
|  | Тип флюида в скважине в процессе эксплуатации | Выбор:  Нефтегазоводяная смесь / Газ / Газоконденсат / Вода **(изменяемое поле)** |
|  | Склонность пластовой воды к солеобразованию | Да / Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Склонность газожидкостной смеси к коррозионной агрессивности | Нет / Углекислотная коррозия / Сероводородная коррозия / Кислородная коррозия **(изменяемое поле)** |
|  | Ожидаемый диапазон дебита жидкости, м3/сут | 100÷500 **(изменяемое поле)** |
| Сведения о ГРП и освоении | | |
|  | Количество стадий ГРП, шт. | 5÷8 **(изменяемое поле)** |
|  | Масса проппанта на одну стадию ГРП, т | 50 **(изменяемое поле)** |
|  | Максимальное устьевое давление при ГРП, МПа | 68,9 **(изменяемое поле)** |
|  | Типоразмер НКТ для установки стингера, мм; группа прочности; резьба | 88,9 х 6,5; N-80; треугольная **(изменяемое поле)** |
|  | Диаметр ГНКТ для нормализации хвостовика, мм | 38; 44 **(изменяемое поле)** |
|  | Минимальный проходной диаметр устьевой обвязки для ГРП | 74 **(изменяемое поле)** |
|  | Кислотные обработки пласта | Да (12% HCl при освоении и ГРП) / Нет **(изменяемое поле)** |

* 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НЕЦЕМЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН С ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ ДИАМЕТРОМ 178 ММ И ХВОСТОВИКОМ ДИАМЕТРОМ 114 ММ

В разделе 4.2. настоящих Типовых требований представлено оборудование заканчивания наклонно-направленных скважин 178/114 с горизонтальным окончанием, нецементируемыми хвостовиками с пакерами и муфтами ГРП, активируемыми шарами. Данный тип компоновок используется для проведения многостадийного ГРП.

В Таблицах 2-21 приведены требования к элементам оборудования, из которых состоит данный тип компоновок.

* + 1. ***ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ***

**Таблица 2**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Допустимая осевая растягивающая нагрузка, не менее, т | 87,5 без учета КЗП,  70 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Допустимая осевая сжимающая нагрузка, не менее, т | 62,5 без учета КЗП,  50 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый оборудованием, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Тип присоединительной резьбы | Должен соответствовать типу резьбы обсадной трубы хвостовика / бурильной трубы / НКТ, согласно назначения изделия |
|  | Сохранение работоспособности в интервале скважины с зенитным углом от 0 до 95 градусов | Да |
|  | Срок эксплуатации скважины, в том числе оборудования хвостовика, лет | 25 |
|  | Гарантийный срок работоспособности спущенного оборудования, лет | 3 |
|  | Порядок активации оборудования | * Якорный узел пакер-подвески хвостовика; * разобщающие пакера; * остальные элементы компоновки хвостовика. |
|  | Оборудование должно позволять осуществлять промывку раствором, с объемным содержанием песка 2-4 %, в течение 24 часов, с расходом, не менее 12 л/с | Да |
|  | Наличие паспортов на каждый узел компоновки заканчивания | Да |
|  | Наличие протоколов стендовых испытаний на каждый узел компоновки заканчивания | \*Да |
|  | Максимальная погрешность давления среза штифтов для активации узлов компоновки, % | 5 |
|  | Отсутствие выступающих частей (штифтов, крепёжных винтов, сварочных швов) на спускаемом оборудовании | Да |
|  | Металл и РТИ, входящие в изделие, устойчивы к воздействию кислоты (12% HCl) в течение 3-х часов **(изменяемое поле)** | Да/Нет **(изменяемое поле)** |

*Примечание:\***Согласно разделу 5 настоящих Типовых требований.*

*(Функциональный заказчик вправе принять на этапе рассмотрения заявок гарантийное письмо о готовности к проведению необходимых стендовых испытаний, при этом стендовые испытания в обязательном порядке будут проведены до начала выполнения работ).*

* + 1. ***УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ***

Служит для удержания на весу и безопасного спуска или подъема хвостовика, активации и установки пакер-подвески, а также планового разъединения от пакер-подвески хвостовика. Включается в состав компоновки хвостовика между бурильной трубой и пакер-подвеской хвостовика. Является извлекаемой частью пакер-подвески.

Поставляется в сборе с полированной воронкой и пакер-подвеской хвостовика. По требованию Функционального заказчика поставляется новым на каждую скважину.

Пространство между установочным инструментом и пакер-подвеской должно быть заполнено жидкостью или специальным гелем.

**Таблица 3**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| 1 | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Основной - созданием избыточного давления во внутреннюю полость хвостовика.  Резервный способ отсоединения - отворотом вправо |
| 2 | Имеет защиту от попадания механических примесей в узел разъединения (шламозащита) | Да |
| 3 | Наличие плавающей гайки у резервного способа разъединения | Да |
| 4 | Внешний диаметр, не более | Внешнего диаметра пакер-подвески |
| 5 | Давление разъединения, МПа (для основного способа) | 20÷25 |
| 6 | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески (для резервного способа) | 10÷20 |
| 7 | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м (для резервного способа) | 3,5 |

Установочный инструмент входит в стоимость оборудования заканчивания, инженерного сопровождения по монтажу, СПО, активации и разъединения от пакер-подвески, может предоставляться в аренду и вывозиться с кустовой площадки Подрядчиком самостоятельно.

Установочный инструмент должен:

* обеспечить изоляцию давления между узлами с целью разобщения трубного и затрубного пространства при СПО, активации и после разъединения (с целью опрессовки пакер-подвески по затрубному пространству без давления в трубное пространство);
* иметь как основной, так и резервный механизм разъединения от пакер-подвески;
* иметь резьбовые соединения, соответствующие бурильной колонне и пакер-подвеске хвостовика;
* иметь паспорт с наработкой на отказ;
* применяться в соответствии с документами по эксплуатации, с фиксацией наработки на отказ и своевременной отбраковки.

После каждого второго СПО установочный инструмент, за счёт собственных средств Подрядчика по заканчиванию подвергается инструментальной диагностике.

Установочный инструмент после каждого применения в скважине Подрядчиком по заканчиванию вывозиться на сервисную базу и полностью разбирается. Дефектные детали бракуются, а в процессе сборки выполняется полная замена комплекта ЗИП. Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО. При СПО в скважину с разгрузкой до 0 (не штатной работы), инструментальную диагностику выполнять после каждого СПО.

* + 1. ***ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ***

Служит для якорения хвостовика в эксплуатационной колонне на заданной глубине, герметизации затрубного пространства между хвостовиком и эксплуатационной колонной, для стыковки стингера и выполнения скважинных работ в хвостовике. Исключает осевое перемещение хвостовика после установки, включая работы по ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между бурильной колонной и хвостовиком.

Состоит из полированной воронки, пакера-подвески, якорного узла, в состав включается установочный инструмент.

Поставляется с активационным шаром.

Полированная воронка служит для установки стингера и его герметизации. Герметизация стингера в полированной воронке должна выполняться осевым перемещением, без вращения лифта ГРП в любых направлениях. Стингер в комплексе с полированной воронкой должен обеспечивать герметичность трубного и затрубного пространства при производстве МГРП, включая ГВЗ.

В случае негерметичности пакер-подвески, негерметичность устраняется ремонтным пакером со стингером.

**Таблица 4**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  | Подвесное устройство (якоря) | Однонаправленные/ двунаправленные **(изменяемое поле)** |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО пакер-подвески | Да |
|  | Конструкция пакер-подвески | Защищенная, исключающая нештатную активацию |
|  | Способ срыва якорей подвесного устройства | Для однонаправленных осевая натяжка бурильной колонны.  Для двунаправленных: возможность извлечения специальным инструментом или осевой натяжкой |
|  | Способ якорения пакер-подвески хвостовика в ЭК | Созданием избыточного давления внутри хвостовика или созданием избыточного давления внутри хвостовика с последующей разгрузкой бурильной колонны |
|  | Наличие гидравлической защиты для подвесного устройства пакер-подвески хвостовика (для скважин с высоким содержанием твердой фазы в буровом растворе) | Да |
|  | Подвесная способность якорей пакер-подвески, не менее, тс | 30 |
|  | Удерживающее усилие якорей пакер-подвески при движении вверх, не менее, тс | 15 |
|  | Давление активации якорного узла, МПа | 12÷14 |
|  | Способ активации пакера пакер-подвески | Созданием избыточного давления внутри хвостовика или разгрузкой бурильной колонны после разъединения |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером пакер-подвески, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Давление активации пакера пакер-подвески, МПа (для конструкции с гидравлическим пакером) | 16÷18 |
|  | Усилие активации пакера пакер-подвески, тс (для конструкции с механическим пакером) | 10÷15 |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Основной - созданием избыточного давления во внутреннюю полость хвостовика.  Резервный способ отсоединения - отворотом установочного инструмента вправо |
|  | Тип соединения с установочным инструментом | Цанговый |
|  | Давление разъединения, МПа | 20÷25 |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески (для резервного способа) | 10÷20 |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м (для резервного способа) | 3,5 |
|  | Максимальный наружный диаметр пакер-подвески по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) |
|  | Внутренний проходной диаметр после разъединения с установочным инструментом, не менее, мм | 97 |
| **Полированная воронка** | | |
|  | Длина рабочей части полированной воронки, не менее, мм | Для стингера «плавающего» типа – 3000  Для стингера с гидроякорем – 1500 |
|  | Наличие воронки в верхней части | Да |
|  | Шероховатость поверхности внутренней части полированной воронки по ГОСТ 9378-93 (Ra), не более, мкм | 1,6 |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 148 |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 121 |

* + 1. ***СТИНГЕР***

Служит для герметичной стыковки колонны НКТ с пакер-подвеской хвостовика. Предназначен для проведения скважинных работ в хвостовике, включая ГВЗ и МГРП.

Поставляется с дополнительным комплектом уплотнительных колец.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

**Таблица 5**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип стингера | «Плавающий стингер» - основной  \*Стингер с применением гидроякоря |
|  | Способ установки, извлечения стингера в/из пакер-подвеску/полированную воронку для обеспечения герметизации | Осевым перемещением.  Не должен предусматривать вращение колонны НКТ. |
|  | Осевое усилие установки и извлечения стингера в/из полированной воронки пакер-подвески в условиях стендовых испытаний, не более, тс | 5 |
|  | Исполнение торцевой части | Скошенная (со снятой во внутрь фаской по всей окружности не менее 45 градусов) |
|  | Длина стингера, не менее, мм | «Плавающего» типа – 3000  С гидроякорем – 1500 |
|  | Длина рабочей части «плавающего» стингера, не менее, мм | 2800 |
|  | Способ выравнивания давления «НКТ – затруб», для извлечения стингера после ГРП | \*Нет / Установка клапана выравнивающего **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления, выдерживаемый корпусом и уплотнительным элементом, при установленном в полированную воронку/пакер-подвеску стингере, не менее, МПа | 68,9 |

*Примечание:\* Применение дополнительно согласовывается с Функциональным заказчиком. Тип устройства и характеристики предлагаются Подрядчиком на основе расчётов в ПО перед спуском компоновки заканчивания в скважину.*

Поставляется на условиях аренды, каждый раз перед повторным использованием в условиях сервисной базы проводится комплекс мероприятий по анализу технического состояния стингера и вспомогательных элементов (переводников, воронок и прочего оборудования):

* проверку уплотнительного узла. Обязательно наличие новых уплотнений перед использованием. Наличие дополнительного комплекта ЗИП на случай повторного применения на одной скважине;
* проверка геометрических размеров на соответствие паспортным данным;
* проверка наружной поверхности на внешние повреждения (наличие овальности, задиров) с обязательной зачисткой задиров и визуального контроля их глубины;
* контроль толщины стенки, проверка и замер внутреннего диаметра после применения из каждой скважины (не допускается уменьшение толщины стенки более 0,5 мм);
* проверка на наличие скошенного конца у стингера, для обеспечения свободного захода в оправку пакер-подвески хвостовика (адаптер);
* применение стингера в соответствии с регламентом по эксплуатации производителя, со своевременным ведением паспорта по наработке на отказ, прохождением инструментальной диагностики и отбраковки.

Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 **(изменяемое поле)** СПО.

Не допускается применение стингера с объёмом прокаченного проппанта более 2500 **(изменяемое поле)** тонн или более 5 СПО.

* + 1. ***ЯКОРЬ СТИНГЕРА***

Служит для удержания колонны НКТ и стингера от продольного осевого перемещения во время скважинных работ, включая работы по МГРП и ГВЗ.

Устанавливается в состав колонны НКТ выше стингера.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

Применяется и предоставляется Подрядчиком, если отсутствует возможность использовать плавающий стингер. Входит в инженерное сопровождение установки, извлечения стингера.

**Таблица 6**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации якоря | Созданием избыточного давления во внутритрубное пространство |
|  | Удерживающее усилие от осевого перемещения в ЭК, не менее, тс | 30 |
|  | Наличие защиты от попадания проппанта в движущие механизмы якоря при ГРП | Да |
|  | Способ деактивации подвижных подпружиненных плашек якоря | Автоматический, после сброса давления до 0 во внутритрубном пространстве |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 150 |

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ***

Служит для разобщения интервалов ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины. Пакер спускается как часть компоновки нижнего заканчивания скважины между муфтами ГРП **в качестве основного варианта разобщения зон.**

**Таблица 7**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Созданием избыточного давления внутри хвостовика |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную активацию при спуске и промывке | Да |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления между разобщенными интервалами 68,9 МПа, не менее, мм | 167 |
|  | Наружный диаметр пакера, не более, мм | Для Ø ствола по долоту 155,6 мм – 148 мм  Для Ø ствола по долоту 152,4 мм – 146 мм |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 97 |
|  | Длина пакера, не более, мм | 3000 |

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ***

Служит для разобщения интервалов ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины с высокой кавернозностью. Используется **в качестве резервного варианта**, в случае если пакер разобщающий гидравлический не способен эффективно разобщать интервал ГРП или зоны неоднородных по ФЕС зон открытого ствола имеют высокую кавернозность.

**Таблица 8**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  | Способ активации пакера | Помещение пакера в среду набухания |
|  | Тип пакера | Нефтенабухающий /Водонабухающий/ Комбинированный нефте/водонабухающий **(изменяемое поле)** |
|  | Рабочая среда | Раствор на углеводородной основе / Раствор на водной основе / Жидкость заканчивания скважин **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления 68,9 МПа, не менее, мм | 170 |
|  | Время набухания до первого касания стенок скважины, не менее, суток | 6 **(изменяемое поле)** |
|  | Время набухания до полного уплотнения и обеспечения требуемого дифференциального перепада давления, суток | 25-55  (в зависимости от фактического диаметра ствола в месте установки пакера) **(изменяемое поле)** |
|  | Количество уплотнительных элементов пакера | 1 в случае водо- или нефтенабухающего  2 в случае комбинированного нефте- и водонабухающего |
|  | Длина уплотнительного элемента пакера, мм | 3000 ÷ 4600 |
|  | Наружный диаметр пакера, не более, мм | Для Ø ствола по долоту 155,6 мм – 148 мм  Для Ø ствола по долоту 152,4 мм – 146 мм |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 97 |
|  | Конструктивное исполнение пакера | Вулканизированный на трубе / Рукавного типа на жестком корде **(изменяемое поле)** |
|  | Расстояние от нижнего края муфты до верха пакер-элемента, не менее, м | 1,7 |
|  | Расстояние от нижнего края пакер-элемента до нижней присоединительной резьбы, не менее, м | 1,0 |
|  | Наличие стопорных колец для защиты эластомера | Да |
|  | Удерживающее усилие ограничительного стопорного кольца пакер-элемент, не менее, тс | 10 |
|  | Ограничительное стопорное кольцо имеет фаску к телу базовой трубы, град | 30 ÷ 45 |
|  | Минерализация жидкости активации, г/л | 10÷30 **(изменяемое поле)** |
|  | Вязкость жидкости активации, сП | 2 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***МУФТА ГРП, АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между пакерами для разделения интервалов ГРП.

Поставляется в комплекте с активационным шаром, диаметр которого соответствует диаметру седла стадии ГРП.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на муфту ГРП.

Минимальный внутренний диаметр седла муфты должен быть на 3 мм больше промывочной насадки, спускаемой на ГНКТ.

В случае, если муфта ГРП является многоразовой, она должна иметь покрытия поверхностей корпуса, подвижного цилиндра и седла, обеспечивающего многоразовое открытие/закрытие в течение гарантийного срока и в соответствии с добываемым скважинным флюидом. Гарантийный срок 3 года.

**Таблица 9**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия / закрытия | \*Да/Нет **(изменяемое поле)** |
|  | \*Способ повторного открытия / закрытия **(изменяемое поле)** | Инструментом, спускаемым на ГНКТ, НКТ, скважинном тракторе **(изменяемое поле)** |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 7 400 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты должна позволять настраивать давление открытия в диапазоне от 20 до 35 **(изменяемое поле)** |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на давлении 35МПа **(изменяемое поле)** с температурой пласта, % | 100 |
|  | Наличие фиксатора после открытия/закрытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да |
|  | \*Направление открытия муфты специальным инструментом | Движение вниз **(изменяемое поле)** |
|  | \*Усилие открытия / закрытия окон муфты специальным инструментом, кгс | 300 ÷ 1000 **(изменяемое поле)** |
|  | Материал седла | Легко разбуриваемый металл |
|  | Проходной диаметр седла | Должен обеспечивать доступ ГНКТ в область гидравлической муфты для вымыва проппанта |
|  | Минимальная разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, мм | 0,5 |
|  | Конструкция седла, исключающая проворот при разбуривании | Да |
|  | Время разбуривания седла муфты, не более, час | 0,5 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 146 |
|  | Внутренний проходной диаметр муфты после разбуривания, не менее, мм | 97 |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 |

*Примечание:\*Наличие отметки «Нет» в п. 1 исключает из текущей таблицы понятие многоразового применения.*

* + 1. ***МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП.

Устанавливается в компоновку хвостовика в интервале проведения первой стадии ГРП, между муфтой активационной и пакером.

В случае, если муфта ГРП является многоразовой, должна иметь покрытия поверхностей корпуса и подвижного цилиндра, обеспечивающего многоразовое открытие/закрытие в течение гарантийного срока и в соответствии с добываемым скважинным флюидом. Гарантийный срок 3 года.

**Таблица 10**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | \*Да/Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Способ первоначального открытия | Созданием избыточного давления внутри хвостовика |
|  | \*Способ повторного открытия / закрытия | Инструментом, спускаемым на ГНКТ, НКТ, скважинном тракторе **(изменяемое поле)** |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 7 400 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты должна позволять настраивать давление открытия (в заводских условиях) в диапазоне от 20 до 35 **(изменяемое поле)** |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на давлении 35 МПа с температурой пласта, % | 100 |
|  | \*Наличие многоразового фиксатора после открытия/закрытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да |
|  | \*Направление открытия муфты сдвижным инструментом | Движением вниз **(изменяемое поле)** |
|  | \*Усилие открытия / закрытия окон муфты специальным инструментом, кгс | 300 ÷ 1000 **(изменяемое поле)** |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 146 |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 95 |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 |
|  | Компенсационные отверстия в гидравлической муфте | Наличие не менее 4 отверстий диаметром от 4 до 7 мм каждое |

*Примечание:\*Наличие отметки «Нет» в п. 1 исключает из текущей таблицы понятие многоразового применения.*

* + 1. ***МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ***

Служит для активации подвески хвостовика и элементов, входящих в компоновку заканчивания, путем создания внутритрубного давления.

Устанавливается в компоновку хвостовика на расстоянии не менее одной обсадной трубы над обратным клапаном.

**Таблица 11**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Муфта разбуриваемая | Да /Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления внутренних деталей и активационного шара | Легко разбуриваемый металл **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 380 |
|  | Функция, исключающая закрытие муфты при спуске и промывке | Да |
|  | Функция, позволяющая произвести аварийную активацию шаром большего диаметра | Да |
|  | Имеет механизм фиксации подвижной закрывающей втулки | Да |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 140 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 95 |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1000 |

* + 1. ***ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Поставляется в соответствии с типоразмером требуемой муфты ГРП активируемой шаром.

Максимальный диаметр шаров должен выбираться из условия прохождения внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

**Таблица 12**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Тип шара основной / резервный | Растворимый / композитный  (композитный предоставляется в случае отказа Функционального заказчика использовать растворимый) |
|  | Разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, не менее, мм | \_\_0,5\_\_ **(изменяемое поле)** |
|  | Выдерживаемый шаром перепад давления в седле муфты, не менее, МПа | 68,9 |

* + 1. ***ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служит для открытия муфты ГРП, и успешного выполнения требуемой стадии ГРП, должен растворяться/разлагаться после контакта со скважинной средой перед началом эксплуатации скважины.

**Таблица 13**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Скважинная среда растворения шара | Гель на основе гуара, скважинный флюид,  остатки бурового раствора, жидкость заканчивания **(изменяемое поле)** |
|  | Материал шара | Растворимый металл |
|  | Время, в течение которого шар в седле выдерживает процесс производства ГРП, часов | 24 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через посадочное седло, часов | 36 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через все посадочные седла в компоновке, не более, часов | 54 **(изменяемое поле)** |
|  | Время растворения шара на 90% от начальной массы, не более, часов | 100 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служит для открытия муфты ГРП и успешного выполнения требуемой стадии ГРП. Должен разбуриваться (фрезероваться) перед началом эксплуатации скважины, либо выносится на поверхность при освоении или в начальный период добычи.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) - данная информация указывается в паспорте на шар.

**Таблица 14**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Разбуривание фрезом/долотом | Да |
|  | Время разбуривания/фрезерования шара, не более, час | 0,5 |

* + 1. ***КЛАПАН ОБРАТНЫЙ***

Служит для предотвращения самозаполнения хвостовика буровым раствором при спуске, а также для изоляции внутритрубного пространства хвостовика в случае возникновения ГНВП.Устанавливается после башмака.

**Таблица 15**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  | Клапан разбуриваемый | Да /Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления внутренних деталей | Легко разбуриваемый **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Особенности конструкции | С подпружиненным элементом |
|  | Выдерживаемый клапаном перепад давления, снизу вверх, не менее, МПа | 35 |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 1000 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 140 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 95 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина клапана, не более, мм | 500 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ***

Служит для направления хвостовика в протяженном открытом стволе скважины в процессе спуска. Эксцентричное исполнение направляющей части, с функцией вращения под действием осевой сжимающей нагрузки, без вызова циркуляции, помогает преодолевать уступы и каверны в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика.

**Таблица 16**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Башмак разбуриваемый | Да /Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления торцевой части | Легко разбуриваемый металл **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1000 |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 140 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 95 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина, не более, мм | 1000 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ***

Служит для направления хвостовика в протяженном и осложненном открытом стволе скважины в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика. В конструкцию входит храповый/байонетный механизм, позволяющий при осевой сжимающей нагрузке, производить вращение его наконечника на определенный угол.

**Таблица 17**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Башмак разбуриваемый | Да /Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления направляющей части | Легко разбуриваемый металл **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Способ проворота направляющей части | Созданием осевой сжимающей нагрузки на направляющую часть башмака |
|  | Особенности конструкции | Вращение направляющей части должно осуществляться с осевым перемещением, без вызова циркуляции |
|  | Наличие возвратной пружины | Да |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 |
|  | Исполнение направляющей части | С закруглением в одну сторону (эксцентричное) |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Угол проворота направляющей части, без включения циркуляции, за одно возвратно-поступательное движение обсадной колонны, град. | 22,5 ÷ 90 |
|  | Минимальное количество промывочных отверстий, шт. | 2 |
|  | Расположение промывочных отверстий | В центре и сбоку |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1500 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 140 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 95 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ***

Служит для снижения риска возникновения дифференциального прихвата в открытом стволе, а также для обеспечения равномерного кольцевого зазора в интервале цементирования. Центраторы и стопорные кольца устанавливаются на обсадные трубы. Стопорные кольца препятствуют осевому перемещению центратора по обсадной трубе и нарушению плановой степени центрирования обсадной трубы.

Поставляются в количестве, которое определяется на основе собственного специального программного обеспечения Порядчика.

Центраторы и стопорные кольца должны быть предоставлены для 114,3 мм обсадной трубы в количестве, обеспечивающем степень центрирования (в месте максимального прогиба обсадной трубы между центраторами), в интервале без цементирования, не менее 20%.

Центратор с двух сторон крепится стопорными кольцами. Продольное перемещение центратора между закрепленными кольцами должно быть не менее 100 мм и не более 200 мм. Центратор должен свободно вращаться на обсадной трубе.

Сварной шов (при наличии) на центраторе и фиксирующие штифты после установки на базовую трубу должны выступать над внешней поверхностью центратора и стопорного кольца не более, чем на 1 мм.

**Таблица 18**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип центратора | Рессорный дугообразный (без прогиба на планках). |
|  | Конструкция центратора и стопорного кольца | Из цельного отрезка трубы или из цельного листа металла. |
|  | Формованный или скругленный профиль рессоры в поперечном сечении. Прямой профиль рессоры не допускается. | Да |
|  | Материал центратора | Сталь с упругими (пружинными) свойствами |
|  | Твердость материала центратора по Роквеллу, HRC | 35÷42 |
|  | Количество рессор, шт. | 6 |
|  | Длина центратора, не менее, мм | 300 |
|  | Наружный диаметр центратора по рессорам/ допуск | Должен быть равен номинальному диаметру открытого ствола по долоту / (допуск + 3 мм) |
|  | Внутренний диаметр центратора и стопорного кольца, мм | 117÷119 |
|  | Пусковое усилие центратора, не более, кгс | 25 |
|  | Восстанавливающее усилие при степени центрирования 67 %, согласно ISO 10427-1, кгс | 263÷526 |
|  | Уменьшение внешнего диаметра центратора по рессорам после испытаний согласно ISO 10427-1, не более, % | 2 |
|  | Внешний диаметр стопорного кольца, не более/(допуск), мм | 127/(допуск +2 мм) |
|  | Минимальное количество удерживающих штифтов в стопорном кольце, шт. | 6 |
|  | Удерживающее усилие стопорного кольца при испытании по стандарту ISO 10427-2, не менее, тс | 5,5 |

* + 1. ***ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК***

Служит для «подгонки» интервалов фактического расположения элементов хвостовика (муфт ГРП, пакеров разобщающих и др.) в плановых интервалах расстановки оборудования согласно меры оборудования заканчивания.

Соответствует ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT.

**Таблица 19**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Длина подгоночного патрубка , м\* | 1; 2; 3; 4; 5 **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса патрубка, сталь группы прочности, не менее | Р-110 / М |
|  | Внешний диаметр по корпусу обсадной трубы, мм | 114,3 |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 97 |

*Примечание:\* Здесь и далее – подгоночные патрубки необходимой длины могут быть предоставлены как комплектом, так и поштучно в зависимости от потребности Функционального заказчика.*

* + 1. ***РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР***

Служит для ликвидации не герметичности пакер-подвески хвостовика.

Устанавливается в полированную воронку над пакер-подвеской хвостовика. Должен герметично стыковаться через полированную воронку с пакер-подвеской хвостовика и выдерживать процесс ГРП. Учитывает дополнительную выталкивающую силу при проведении ГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Срок предоставления, количество и тип применяемой колонны НКТ для спуска согласовываются с Функциональным заказчиком в письменном виде до осуществления поставки.

**Таблица 20**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый ремонтным пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Перепад давления, выдерживаемый узлом стыковки с пакер-подвеской, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Пакер извлекаемый | Да |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО ремонтного пакера | Да |
|  | Способ разъединения установочного инструмента | Гидравлический / натяжением |
|  | Давление разъединения (для гидравлического способа), МПа | 20÷25 |
|  | Осевое усилие наверх для разъединения (для способа, натяжением), не более, тс | 15 |
|  | Удерживающее усилие якорей от движения вверх и вниз при ГВЗ, не менее, тс | 20 |
|  | Способ обеспечения герметизации со стингером | Полированная воронка |
|  | Способ обеспечения герметизации с пакер-подвеской/полированной воронкой нижнего пакера | Стингер |
|  | Максимальный наружный диаметр ремонтного пакера по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) |
|  | Внутренний проходной диаметр без установочного инструмента не менее, мм | 97 |

* + 1. ***ИНСТРУМЕНТ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТЫ ГРП***

Служит для первичного и/или повторного открытия/закрытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Спускается внутрь спущенной компоновки заканчивания, при помощи ГНКТ/скважинного трактора.

Наружный диаметр выбирается с учетом внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Период предоставления – 3 года с момента спуска муфт.

**Таблица 21**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Тип резьбового соединения | Обеспечивает стыковку с НКТ / ГНКТ / скважинным трактором |
|  | Профиль инструмента соответствует профилю ответной части муфты ГРП | Да |
|  | Разъединение инструмента от муфты, после открытия / закрытия | Снижением давления в инструменте до 0 |

* 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НЕЦЕМЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН С КОМБИНИРОВАННОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ ОБСАДНОЙ КОЛОННОЙ 178/140 ММ И МАНЖЕТНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

В разделе 4.3. представлено оборудование заканчивания наклонно-направленных скважин комбинированной обсадной колонной 178/140 с горизонтальным окончанием, нецементируемыми обсадными трубами 140 мм с пакерами и муфтами ГРП, активируемыми шарами и манжетным цементированием обсадной колонны 178 мм.

Данный тип компоновок используется для проведения многостадийного ГРП.

В Таблицах 22-46 приведены требования к элементам оборудования, из которых состоит данный тип компоновок.

* + 1. ***ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ***

**Таблица 22**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Допустимая осевая растягивающая нагрузка,  не менее, т | 112,5 без учета КЗП,  90 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Допустимая осевая сжимающая нагрузка, не менее, т | 87,5 без учета КЗП,  70 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый оборудованием (исключая МСЦ, пакер манжетного цементирования и шламоулавливающее устройство), не менее, МПа | 68,9 |
|  | Тип присоединительной резьбы | Должен соответствовать типу резьбы обсадной трубы хвостовика / бурильной трубы / НКТ, согласно назначения изделия |
|  | Толщина стенки оборудования | Не менее толщины стенки колонны в составе которой применяется оборудование |
|  | Сохранение работоспособности в интервале скважины с зенитным углом от 0 до 95 градусов | Да |
|  | Срок эксплуатации скважины, в том числе оборудования хвостовика, лет | 25 |
|  | Гарантийный срок работоспособности спущенного оборудования, лет | 3 |
|  | Порядок активации оборудования | * Пакер для манжетного цементирования и разобщающие пакера; * муфта цементировочная. |
|  | Оборудование должно позволять осуществлять промывку раствором, с объемным содержанием мелкозернистого песка 2-4 %, в течение 24 часов, с расходом, не менее 12 л/с | Да |
|  | Наличие паспортов на каждый узел компоновки заканчивания | Да |
|  | Наличие протоколов стендовых испытаний на каждый узел компоновки заканчивания | \*Да |
|  | Максимальная погрешность давления среза штифтов для активации узлов компоновки, % | 5 |
|  | Отсутствие выступающих частей (штифтов, крепёжных винтов, сварочных швов) на спускаемом оборудовании | Да |
|  | Металл и РТИ, входящие в изделие, устойчивы к воздействию кислоты (12% HCl) в течение 3-х часов **(изменяемое поле)** | Да/Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Предварительное свинчивание элементов оборудования с патрубками | Да |

*Примечание:\* Согласно разделу 5 настоящих Типовых требований.*

* + 1. ***МУФТА СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ***

МСЦ предназначена для выполнения работ по цементированию обсадной колонны Ø177,8 мм. Исключает обратный переток цементного раствора из затрубного пространства внутрь обсадной колонны Ø177,8 мм.

Устанавливается выше пакера манжетного цементирования и входит в состав эксплуатационной колонны.

Поставляется в комплекте с пробкой продавочной.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на МСЦ.

**Таблица 23**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Муфта ступенчатого цементировочная разбуриваемая | Да |
|  | Материал изготовления внутренних деталей пробки и МСЦ | Легко разбуриваемый металл |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый изделием, не менее, МПа | 35 |
|  | Предел текучести материала корпусных деталей, не менее, МПа | 552 |
|  | Время фрезерования/разбуривания новым долотом PDC, не более, часов | 3 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 3000 |
|  | Внутреннее избыточное давление открытия цементировочных окон, МПа | 20÷25 |
|  | Открытие циркуляционных окон муфты при стендовых испытаниях с максимальным давлением 25 МПа и температурой, % | 100 |
|  | Внутреннее избыточное давление закрытия цементировочных окон, МПа | 4÷7 |
|  | Наличие подвижного цилиндра фиксатора | Да |
|  | Наличие фиксатора, исключающего повторное открытие при наборе давления во внутритрубное пространство, нормализации | Да |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 177,8 |
|  | Номинальный диаметр открытого  ствола скважины (диаметр долота),  в который производится спуск МСЦ, мм | 220,7 |
|  | Наружный диаметр МСЦ, не более, мм | 210 |
|  | Проходной диаметр после разбуривания/фрезерования внутренних элементов оснастки, не менее, мм | 159,4 |
|  | Длина, не более, мм | 1100 |

* + 1. ***ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ***

Служит для разделения продавочной жидкости и цементного раствора, при продавке по бурильной/эксплуатационной колонне, а также качественной очистки внутренней поверхности эксплуатационной колонны от цементного раствора.

Устанавливается в цементировочную головку перед цементированием.

В горизонтальном положении пробка должна быть сбалансирована, т.е. наконечник пробки не должен перевешивать манжетную часть.

**Таблица 24**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Конструкция | Составная / Литая на одном стержне **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса | Легко разбуриваемый металл |
|  | Наличие фиксатора для надежной установки в седле МСЦ | Да |
|  | Длина, мм | 250÷350 |
|  | Диаметр, не более, мм | 174 |
|  | Перепад давления, выдерживаемый устройством после фиксации в МСЦ в прямом и обратном направлении, не менее МПа | 25 |
|  | Количество манжет, не менее, шт. | 4 |

* + 1. ***ПАКЕР МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ***

Служит для предотвращения воздействия избыточного гидростатического давления в затрубном пространстве открытого ствола и попадания цементного раствора в нижележащий продуктивный интервал. Должен обеспечивать надежную герметичную перемычку в заколонном/затрубном пространстве над продуктивным интервалом скважины, включая наличие в интервале установки пакера каверн и неровностей ствола скважины.

Устанавливается в составе эксплуатационной колонны Ø177,8 мм выше шламоулавливающего устройства.

**Таблица 25**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Способ активации пакера | Созданием избыточного давления внутри хвостовика |
|  | Перепад давления, выдерживаемый пакером между разобщенными зонами в открытом стволе с диаметром 228 мм, не менее, МПа | 35 |
|  | Внутреннее давление, выдерживаемое пакером, не менее, МПа | 35 |
|  | Предел текучести материала, не менее, МПа | 552 |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную активацию при спуске и промывке | Да |
|  | Наличие механизма предотвращающего попадание цементного раствора ниже пакера через внутритрубное пространство | Да |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 177,8 |
|  | Номинальный диаметр открытого  ствола скважины (диаметр долота),  в который производится спуск пакера, мм | 220,7 |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления между разобщенными интервалами 35 МПа, не менее, мм | 228 |
|  | Наружный диаметр пакера, не более, мм | 209 |
|  | Внутренний проходной диаметр пакера после разбуривания/фрезерования, не менее, мм | 159,4 |
|  | Длина пакера, не более, мм | 3000 |

* + 1. ***ШЛАМОУЛАВЛИВАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО***

Служит для активации МСЦ и пакера манжетного цементирования, для улавливания и перемалывания крупных частей разбуриваемых элементов во время нормализации выше устройства. Обеспечивает качественное измельчение всех разбуриваемых деталей, включая внутренние части самого устройства, а также исключения падения разбуриваемых частей в хвостовик.

Устанавливается в компоновку хвостовика под пакером манжетного цементирования.

Поставляется в комплекте с шаром.

**Таблица 26**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Шламоулавливающее устройство разбуриваемое | Да |
|  | Материал изготовления внутренних деталей и активационного шара | Легко разбуриваемый металл |
|  | Время разбуривания, не более, часа | 0,5 |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый изделием, не менее, МПа | 35 |
|  | Предел текучести материала корпусных деталей, не менее, МПа | 552 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 209 |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 177,8 |
|  | Внутренний диаметр после разбуривания, не менее, мм | 159,4 |
|  | Внутренний диаметр до разбуривания (проходной диаметр седла), мм | 42 |
|  | Диаметр шара, мм | 50÷52 |
|  | Длина шламоулавливающего устройства, не более, мм | 500 |

* + 1. ***ПЕРЕВОДНИК***

Предназначен для перехода обсадной колонны/хвостовика с одного типового размера резьбы на другую (177,8/139,7 мм).

Устанавливается между отдельными узлами оборудования заканчивания в требуемом интервале.

**Таблица 27**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|  | Материал корпуса переводника, сталь группы прочности, не менее | Р-110 / М |
|  | Типовой размер верхней и нижней части переводника, мм | 177,8 (муфта) - верх  139,7 (ниппель) - низ |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 205 |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 121,3 |
|  | Наличие плавного перехода внутри и снаружи между диаметрами 177,8/139,7 мм | Да |

* + 1. ***СТИНГЕР***

Служит для герметичной стыковки колонны НКТ с пакер-подвеской хвостовика. Предназначен для проведения скважинных работ в хвостовике, включая ГВЗ и МГРП.

Поставляется с дополнительным комплектом уплотнительных колец.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

**Таблица 28**

| **№**  **П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Тип стингера | «Плавающий» |
|  | Способ установки, извлечения стингера в/из полированной воронки для обеспечения герметизации | Осевым перемещением.  Не должен предусматривать вращение колонны НКТ |
|  | Осевое усилие установки и извлечения стингера в/из полированной воронки в условиях стендовых испытаний, не более, тс | 5 |
|  | Исполнение торцевой части | Скошенная (со снятой во внутрь фаской по всей окружности не менее 45 градусов) |
|  | Длина стингера, не менее, мм | 3000 |
|  | Длина рабочей части, не менее, мм | 2800 |
|  | Способ выравнивания давления «НКТ – затруб», для извлечения стингера после ГРП | \*Нет / Установка клапана выравнивающего **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления, выдерживаемый корпусом и уплотнительным элементом, при установленном в полированную воронку стингере, не менее, МПа | 68,9 |

*Примечание:\* Применение дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком. Тип устройства и характеристики предлагаются Подрядчиком на основе расчётов в ПО перед спуском компоновки заканчивания в скважину.*

Поставляется на условиях аренды, каждый раз перед повторным использованием в условиях сервисной базы проводится комплекс мероприятий по анализу технического состояния стингера и вспомогательных элементов (переводников, воронок и прочего оборудования):

* проверку уплотнительного узла. Обязательно наличие всех новых уплотнений перед использованием. Наличие дополнительного комплекта ЗИП на случай повторного применения на одной скважине;
* проверка геометрических размеров на соответствие паспортным данным;
* проверка наружной поверхности на внешние повреждения (наличие овальности, задиров) с обязательной зачисткой задиров и визуального контроля их глубины;
* контроль толщины стенки, проверка и замер внутреннего диаметра после применения из каждой скважины (не допускается уменьшение толщины стенки более 0,5мм);
* проверка на наличие скошенного конца у стингера, для обеспечения свободного захода в оправку пакер-подвески хвостовика (адаптер);
* применение стингера в соответствии с регламентом по эксплуатации производителя, со своевременным прохождением инструментальной диагностики и отбраковки.

Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО.

Не допускается применение стингера с объёмом прокаченного проппанта более 2500 тонн или более 5 СПО.

* + 1. ***ЯКОРЬ СТИНГЕРА***

Поставляется и устанавливается по требованию Функционального заказчика.

Служит для удержания колонны НКТ и стингера от продольного осевого перемещения во время скважинных работ, включая работы по МГРП и ГВЗ.

Устанавливается в состав колонны НКТ выше стингера.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

Применяется и предоставляется, при необходимости, Подрядчиком, если отсутствует возможность использовать плавающий стингер. Входит в инженерное сопровождение установки, извлечения стингера.

**Таблица 29**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|  | Способ активации якоря | Созданием избыточного давления во внутритрубное пространство |
|  | Удерживающее усилие от осевого перемещения в Э/К, не менее, тс | 30 |
|  | Наличие защиты от попадания проппанта в движущие механизмы якоря при ГРП | Да |
|  | Способ деактивации подвижных подпружиненных плашек якоря | Автоматический, после сброса давления до 0 во внутритрубном пространстве |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 152 |

* + 1. ***ПОЛИРОВАННАЯ ВОРОНКА***

Служит для установки стингера и его герметизации. Герметизация стингера в полированной воронке должна выполняться осевым перемещением, без вращения лифта ГРП в любых направлениях.

Стингер в комплексе с полированной воронкой должен обеспечивать герметичность трубного и затрубного пространства при производстве всех стадий МГРП, включая ГВЗ.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать установку стингера, прохождения приборов геофизического исследования скважин (ГИС) на кабеле, прохождение насадки на ГНКТ или скважинном тракторе, инструмента для открытия/закрытия муфт ГРП.

**Таблица 30**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|  | Перепад давления, выдерживаемый корпусом полированной воронки и уплотнительным элементом стингера (включая корпус стингера), не менее, МПа | 68,9 |
|  | Длина рабочей части полированной воронки, не менее, мм | 3000 |
|  | Наличие воронки в верхней части | Да |
|  | Шероховатость поверхности внутренней части полированной воронки по ГОСТ 9378-93 (Ra), не более, мкм | 1,6 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 205 |
|  | При выявлении случаев не герметичности стингера Подрядчик предоставляет «полировочный фрез» для зачистки полированной воронки/оправки | \*Да |

*Примечание:\* Тип устройства и характеристики дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком.*

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ***

Служит для разобщения интервалов ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины. Пакер спускается как часть компоновки нижнего заканчивания скважины между муфтами ГРП **в качестве основного варианта разобщения зон**.

**Таблица 31**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Созданием избыточного давления внутри хвостовика |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную активацию при спуске и промывке | Да |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления 68,9 МПа, не менее, мм | 228 |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 139,7 |
|  | Наружный диаметр пакера в транспортном положении, не более, мм | 205 |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 121,3 |
|  | Длина пакера, не более, мм | 3000 |

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ***

Поставляется и устанавливается по требованию Функционального заказчика.

Служит для разобщения интервалов ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины с высокой кавернозностью. Используется **в качестве резервного варианта**, в случае если пакер разобщающий гидравлический не способен эффективно разобщать интервал ГРП или зоны неоднородных по ФЕС зон открытого ствола имеют высокую кавернозность.

**Таблица 32**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Помещение пакера в среду набухания |
|  | Тип пакера | Нефтенабухающий /Водонабухающий/ Комбинированный нефте –водонабухающий **(изменяемое поле)** |
|  | Рабочая среда | Раствор на углеводородной основе / Раствор на водной основе / Жидкость заканчивания скважин **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления 68,9 МПа, не менее, мм | 240 |
|  | Время набухания до первого касания стенок скважины, не менее, суток | 6 |
|  | Время набухания до полного уплотнения и обеспечения требуемого дифференциального перепада давления, суток | 25-55  (в зависимости от фактического диаметра ствола в месте установки пакера) **(изменяемое поле)** |
|  | Количество уплотнительных элементов пакера | 1 в случае водо- или нефтенабухающего  2 в случае комбинированного нефте- и водо-набухающего |
|  | Длина уплотнительного элемента пакера, мм | 3000 ÷ 4600 |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 139,7 |
|  | Наружный диаметр пакера в транспортном положении, не более, мм | 205 |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 121,3 |
|  | Конструктивное исполнение пакера | Вулканизированный на трубе / Рукавного типа на жестком корде **(изменяемое поле)** |
|  | Расстояние от нижнего края муфты до верха пакер-элемента, не менее, м | 1,7 |
|  | Расстояние от нижнего края пакер-элемента до нижней присоединительной резьбы, не менее, м | 1,0 |
|  | Наличие стопорных колец для защиты эластомера | Да |
|  | Удерживающее усилие ограничительного стопорного кольца пакер-элемент, не менее, тс | 10 |
|  | Ограничительное стопорное кольцо имеет фаску к телу базовой трубы, град | 30 - 45 |
|  | Минерализация жидкости активации, г/л | 10÷30 **(изменяемое поле)** |
|  | Вязкость жидкости активации, сП | 2 |

* + 1. ***МУФТА ГРП, АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между пакерами для разделения интервалов ГРП.

Поставляется в комплекте с активационным шаром, диаметр которого соответствует диаметру седла стадии ГРП.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на муфту ГРП.

Минимальный внутренний диаметр седла муфты должен быть на 3 мм больше промывочной насадки, спускаемой на ГНКТ. Муфта ГРП является многоразовой и должна иметь покрытие поверхностей корпуса, подвижного цилиндра и седла, обеспечивающего многоразовое открытие/закрытие в течение гарантийного срока и в соответствии с добываемым скважинным флюидом. Гарантийный срок 3 года.

**Таблица 33**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Возможность многоразового открытия / закрытия | Да |
|  | Способ повторного открытия / закрытия | Инструментом, спускаемым на ГНКТ, НКТ, скважинном тракторе |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 11 550 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты должна позволять настраивать давление открытия в диапазоне от 20 до 35 **(изменяемое поле)** |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на давлении 35 МПа с температурой пласта, % | 100 |
|  | Наличие многоразового фиксатора после открытия/закрытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да |
|  | Направление открытия муфты специальным инструментом | Движение вниз |
|  | Усилие открытия / закрытия окон муфты специальным инструментом, кгс | 300 ÷ 1000 |
|  | Материал седла | Легко разбуриваемый металл |
|  | Проходной диаметр седла | Должен обеспечивать доступ ГНКТ в область гидравлической муфты для вымыва проппанта |
|  | Минимальная разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, мм | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Конструкция седла, исключающая проворот при разбуривании | Да |
|  | Время разбуривания седла муфты, не более, час | 0,5 |
|  | Диаметр обсадной трубы для муфты ГРП, мм | 139,7 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 200 |
|  | Внутренний диаметр муфты после разбуривания, не менее, мм | 121,3 |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 |

* + 1. ***МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП.

Устанавливается в компоновку хвостовика в интервале проведения первой стадии ГРП, между муфтой активационной и пакером.

Муфта ГРП является многоразовой и должна иметь покрытия поверхностей корпуса и подвижного цилиндра, обеспечивающего многоразовое открытие/закрытие в течение гарантийного срока и в соответствии с добываемым скважинным флюидом. Гарантийный срок 3 года.

**Таблица 34**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | Да |
|  | Способ первоначального открытия | Созданием избыточного давления внутри хвостовика |
|  | Способ повторного открытия / закрытия | Инструментом, спускаемым на ГНКТ или скважинном тракторе |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 11 550 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты должна позволять настраивать (в заводских условиях) давление открытия в диапазоне от 30 до 35 **(изменяемое поле)** |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на давлении 35 МПа с температурой пласта, % | 100 |
|  | Наличие многоразового фиксатора после открытия/закрытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да |
|  | Направление открытия муфты сдвижным инструментом | Движением вниз |
|  | Усилие открытия / закрытия окон муфты специальным инструментом, кгс | 300 ÷ 1000 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 200 |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 121,3 |
|  | Диаметр обсадной трубы для муфты ГРП, мм | 139,7 |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 |
|  | Компенсационные отверстия в гидравлической муфте | Наличие не менее 4 отверстий диаметром от 4 до 7 мм каждое |

* + 1. ***МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ***

Служит для активации подвески хвостовика и элементов, входящих в компоновку заканчивания, путем создания внутритрубного давления.

Устанавливается в компоновку хвостовика на расстоянии не менее одной обсадной трубы над обратным клапаном.

Конструкция муфты активационной не должна повторно открыться, если она была переведена в закрытое состояние.

**Таблица 35**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Муфта разбуриваемая | Да |
|  | Материал изготовления внутренних деталей муфты и активационного шара | Легко разбуриваемый металл |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 380 |
|  | Функция, исключающая закрытие муфты при спуске и промывке | Да |
|  | Функция, позволяющая произвести аварийную активацию шаром большего диаметра | Да |
|  | Имеет механизм фиксации подвижной закрывающей втулки | Да |
|  | Диаметр первого активационного шара, мм | 25,4 |
|  | Диаметр второго активационного шара, мм | 38,1 |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 139,7 |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 205 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания/фрезерования, не менее, мм | 121,3 |
|  | Длина, не более мм | 1000 |

* + 1. ***ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Поставляется в соответствии с типоразмером требуемой муфты ГРП активируемой шаром.

Максимальный диаметр шаров должен выбираться из условия прохождения внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Тип шара основной / резервный | Растворимый / композитный  (композитный предоставляется в случае отказа Функционального заказчика использовать растворимый) |
|  | Разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, не менее, мм | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Выдерживаемый шаром перепад давления в седле муфты, не менее, МПа | 68,9 |

**Таблица 36**

* + 1. ***ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служит для открытия муфты ГРП, и успешного выполнения требуемой стадии ГРП, должен растворяться/разлагаться после контакта со скважинной средой перед началом эксплуатации скважины.

**Таблица 37**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Скважинная среда растворения шара | Гель на основе гуара, скважинный флюид,  остатки бурового раствора, жидкость заканчивания **(изменяемое поле)** |
|  | Материал шара | Растворимый металл |
|  | Время, в течение которого шар в седле выдерживает процесс производства ГРП, часов | 24 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через посадочное седло, часов | 36 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через все посадочные седла в компоновке,  не более, часов | 54 **(изменяемое поле)** |
|  | Время растворения шара на 90% от начальной массы, не более, часов | 100 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служит для открытия муфты ГРП и успешного выполнения требуемой стадии ГРП. Должен разбуриваться (фрезероваться) перед началом эксплуатации скважины, либо выносится на поверхность при освоении или в начальный период добычи.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) – данная информация указывается в паспорте на шар.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Разбуривание фрезом/долотом | Да |
|  | Время разбуривания/фрезерования шара, не более, час | 0,5 |

**Таблица 38**

* + 1. ***КЛАПАН ОБРАТНЫЙ***

Служит для предотвращения самозаполнения хвостовика буровым раствором при спуске, а также для изоляции внутритрубного пространства хвостовика в случае возникновения ГНВП.

Устанавливается после башмака.

**Таблица 39**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Клапан разбуриваемый | Да |
|  | Материал изготовления внутренних деталей | Легко разбуриваемый |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 |
|  | Особенности конструкции | С подпружиненным элементом |
|  | Выдерживаемый клапаном перепад давления, снизу вверх, не менее, МПа | 35 |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 1000 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 205 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 121,3 |
|  | Длина клапана, не более, мм | 500 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ***

Служит для направления хвостовика в протяженном открытом стволе скважины в процессе спуска. Эксцентричное исполнение направляющей части, с функцией вращения под действием осевой сжимающей нагрузки, без вызова циркуляции, помогает преодолевать уступы и каверны в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика.

**Таблица 40**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Башмак разбуриваемый | Да |
|  | Материал изготовления торцевой части | Легко разбуриваемый металл |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 60 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1500 |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 205 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 121,3 |
|  | Длина, не более, мм | 1000 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ***

Служит для направления хвостовика в протяженном и осложненном открытом стволе скважины в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика. В конструкцию входит храповый/байонетный механизм, позволяющий при осевой сжимающей нагрузке, производить вращение его наконечника на определенный угол.

**Таблица 41**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Башмак разбуриваемый | Да |
|  | Материал изготовления направляющей части | Легко разбуриваемый металл |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Способ проворота направляющей части | Созданием осевой сжимающей нагрузки на направляющую часть башмака |
|  | Особенности конструкции | Вращение направляющей части должно осуществляться с осевым перемещением, без вызова циркуляции |
|  | Наличие возвратной пружины | Да |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 60 |
|  | Исполнение направляющей части | С закруглением в одну сторону (эксцентричное) |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Угол проворота направляющей части, без включения циркуляции, за одно возвратно-поступательное движение обсадной колонны, град. | 22,5 ÷ 90 |
|  | Минимальное количество промывочных отверстий, шт. | 2 |
|  | Расположение промывочных отверстий | В центре и сбоку |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1500 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 205 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 121,3 |
|  | Длина, не более, мм | 1500 |

* + 1. ***ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ***

Служит для снижения риска возникновения дифференциального прихвата в открытом стволе, а также для обеспечения равномерного кольцевого зазора в интервале цементирования. Центраторы и стопорные кольца устанавливаются на обсадные трубы. Стопорные кольца препятствуют осевому перемещению центратора по обсадной трубе и нарушению плановой степени центрирования обсадной трубы.

Подрядчик должен выполнить расчет количества центраторов и степени центрирования с учетом расстановки центраторов на обсадной трубе в специализированном ПО.

Центраторы и стопорные кольца должны быть предоставлены для 177,8 мм обсадной трубы в количестве, обеспечивающем степень центрирования (в месте максимального прогиба обсадной трубы между центраторами) в интервале цементирования не менее 70%. Центраторы и стопорные кольца должны быть предоставлены 139,7 мм обсадной трубы в количестве, обеспечивающем степень центрирования (в месте максимального прогиба обсадной трубы между центраторами) в интервале без цементирования не менее 20%.

Центратор с двух сторон крепится стопорными кольцами. Продольное перемещение центратора между закрепленными кольцами должно быть не менее 100 мм и не более 200 мм. Центратор должен свободно вращаться на обсадной трубе.

Сварной шов (при наличии) на центраторе и фиксирующие штифты после установки на базовую трубу должны выступать над внешней поверхностью центратора и стопорного кольца не более, чем на 1 мм.

**Таблица 42**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
| 1. | Тип центратора | Рессорный дугообразный (рессора без прогиба) |
| 2. | Конструкция центратора и стопорного кольца | Из цельного отрезка трубы или из цельного листа металла. |
| 3. | Формованный или скругленный профиль рессоры в поперечном сечении. Прямой профиль рессоры не допускается.  (пример на Рисунке ниже) | Да |
| 6. | Материал центратора | Сталь с упругими (пружинными) свойствами |
| 7. | Твердость материала центратора по Роквеллу, HRC | 35÷42 |
| 8. | Количество рессор, шт. | 6 |
| 9. | Длина, не менее, мм | Для 139,7 мм – 500  Для 177,8 мм – 300 |
| 10. | Наружный диаметр центратора по противоположным рессорам должен быть равен (допуск) | Номинальному диаметру открытого ствола по долоту (+3мм) |
| 11. | Внутренний диаметр центратора и стопорного кольца (допуск), мм | Для 139,7 мм – 143 (+2)  Для 177,8 мм – 181 (+2) |
| 12. | Внешний диаметр центратора по кольцам (допуск), мм | Для 139,7 мм – 151 (+2)  Для 177,8 мм – 189 (+2) |
| 13. | Внешний диаметр стопорного кольца (допуск), не более, мм | Для 139,7 мм – 154 (+2)  Для 177,8 мм – 191 (+2) |
| 14. | Удерживающее усилие стопорного кольца при испытании по Международному стандарту  ISO 10427-2:2004, не менее, кН | 55 |
| 15. | Минимальное количество удерживающих штифтов в стопорном кольце, шт. | 6 |
| 16. | Пусковое усилие в стволе по долоту, не более, кгс | 50 |
| 17. | Величина восстанавливающего усилия при степени центрирования 67% согласно  ISO 10427-1:2001 должна быть (рессора центратора прогнута на 1/3 разницы между внутренним радиусом наружной трубы и внешним радиусом внутренней трубы), кгс | Для 139,7 мм – 347÷694  Для 177,8 мм – 507÷1014 |
| 18. | Уменьшение внешнего диаметра по противоположным рессорам после испытаний до полного распрямления рессоры, не более, % | Для 139,7 мм – 5  Для 177,8 мм – 2 |

* + 1. ***ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 177,8Х9,19***

Служит для «подгонки» интервалов фактического расположения элементов обсадной колонны (МСЦ, пакера манжетного цементирования, шламоулавливающего устройства и др.) в плановых интервалах расстановки оборудования согласно меры оборудования заканчивания.

Соответствует ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT.

**Таблица 43**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|  | Длина подгоночного патрубка, м | 1; 2 **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса патрубка, сталь группы прочности, не менее | Р-110 / М |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 177,8 (муфта)  177,8 (ниппель) |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 159,4 |
|  | Внешний диаметр по корпусу обсадной трубы (по муфте), не более, мм | 177,8 (195) |

* + 1. ***ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК 139,7Х9,17***

Служит для «подгонки» интервалов фактического расположения элементов хвостовика (муфт ГРП, пакеров разобщающих и др.) в плановых интервалах расстановки оборудования согласно меры оборудования заканчивания.

Соответствует ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT.

**Таблица 44**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Длина подгоночного патрубка, м | 1; 1,5; 2 **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса патрубка, сталь группы прочности, не менее | Р-110 / М |
|  | Диаметр обсадной трубы, мм | 139,7 (муфта)  139,7 (ниппель) |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 121,3 |
|  | Внешний диаметр по корпусу обсадной трубы (по муфте), не более, мм | 139,7 (154) |

* + 1. ***РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР***

Служит для ликвидации не герметичности верхней части Э/К от полированной воронки до МСЦ.

Устанавливается в полированную воронку. Должен герметично стыковаться через полированную воронку и выдерживать процесс ГРП. Учитывает дополнительную выталкивающую силу при проведении ГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Срок предоставления, количество и тип применяемой колонны НКТ для спуска согласовываются с Функциональным заказчиком.

**Таблица 45**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый ремонтным пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Перепад давления, выдерживаемый узлом стыковки, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Пакер извлекаемый | Да |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО ремонтного пакера | Да |
|  | Способ разъединения установочного инструмента | Гидравлический / натяжением |
|  | Давление разъединения (для гидравлического способа), МПа | 20÷25 |
|  | Осевое усилие наверх для разъединения (для способа, натяжением), не более, тс | 15 |
|  | Удерживающее усилие якорей от движения вверх и вниз при ГВЗ, не менее, тс | 20 |
|  | Обеспечение герметизации со стингером | Полированная воронка |
|  | Способ обеспечения герметизации с полированной воронкой | Стингер |
|  | Максимальный наружный диаметр ремонтного пакера по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) |
|  | Внутренний проходной диаметр без установочного инструмента, не менее, мм | 97 |

* + 1. ***ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТЫ ГРП***

Служит для первичного и/или повторного открытия/закрытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Спускается внутрь спущенной компоновки заканчивания, при помощи ГНКТ/скважинного трактора.

Наружный диаметр выбирается с учетом внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Период предоставления – 3 года с момента спуска муфт.

**Таблица 46**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ТЕКСТ, НАЗВАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Тип резьбового соединения | Обеспечивает стыковку с НКТ / ГНКТ / скважинным трактором |
|  | Профиль инструмента предназначен для профиля ответной части муфты ГРП | Да |
|  | Разъединение инструмента от муфты, после открытия / закрытия | Снижением давления в инструменте до 0 |

* 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К НЕЦЕМЕНТИРУЕМОЙ КОМПОНОВКЕ «РАЗРЫВНЫЕ МУФТЫ И СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР» ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН С ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ ДИАМЕТРОМ 178, 168 ММ И ХВОСТОВИКОМ ДИАМЕТРОМ 114 ММ

В разделе 4.4. представлено оборудование заканчивания наклонно-направленных скважин 178 (168) /114 с горизонтальным окончанием, нецементируемыми хвостовиками с пакерами и муфтами ГРП с разрывными портами для проведения многостадийного ГРП с применением селективного пакера на НКТ/ГНКТ.

В Таблицах 47-64 представлены требования к элементам оборудования, из которых вид компоновок.

* + 1. ***ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ***

**Таблица 47**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Допустимая осевая растягивающая нагрузка, не менее, т | 87,5 без учета КЗП,  70 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Допустимая осевая сжимающая нагрузка, не менее, т | 62,5 без учета КЗП,  50 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый оборудованием, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Тип присоединительной резьбы | Должен соответствовать типу резьбы обсадной трубы хвостовика / бурильной трубы / НКТ, согласно назначения изделия |
|  | Сохранение работоспособности в интервале скважины с зенитным углом от 0 до 95 градусов | Да |
|  | Срок эксплуатации скважины, в том числе оборудования хвостовика, лет | 25 |
|  | Гарантийный срок работоспособности спущенного оборудования, лет | 3 |
|  | Порядок активации оборудования | * Якорный узел пакер-подвески; * разобщающие пакера; * пакер пакер-подвески хвостовика |
|  | Оборудование должно позволять осуществлять промывку раствором, с объемным содержанием песка 2-4 %, в течение 24 часов, с расходом,  не менее 12 л/с | Да |
|  | Наличие паспортов на каждый узел компоновки заканчивания. | Да |
|  | Наличие протоколов стендовых испытаний на каждый узел компоновки заканчивания | \*Да |
|  | Максимальная погрешность давления среза штифтов для активации узлов компоновки, % | 5 |
|  | Отсутствие выступающих частей (штифтов, крепёжных винтов, сварочных швов) на спускаемом оборудовании | Да |
|  | Металл и РТИ, входящие в изделие, устойчивы к воздействию кислоты (12% HCl) в течение 3-х часов **(изменяемое поле)** | Да/Нет **(изменяемое поле)** |

*Примечание:\* Согласно разделу 5 настоящих Типовых требований.*

* + 1. ***УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ***

Служит для удержания на весу и безопасного спуска или подъема хвостовика, активации и установки пакер-подвески, а также планового разъединения от пакер-подвески хвостовика. Включается в состав компоновки хвостовика между бурильной трубой и пакер-подвеской хвостовика. Является извлекаемой частью пакер-подвески.

Поставляется в сборе с полированной воронкой и пакер-подвеской хвостовика. По требованию Функционального заказчика поставляется новым на каждую скважину.

**Таблица 48**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Основной - созданием избыточного давления во внутреннюю полость хвостовика.  Резервный способ отсоединения - отворотом вправо. |
|  | Имеет защиту от попадания механических примесей в узел разъединения (шламозащита) | Да |
|  | Наличие плавающей гайки у резервного способа разъединения | Да |
|  | Внешний диаметр, не более | Внешнего диаметра пакер-подвески |
|  | Давление разъединения, МПа (для основного способа) | 20÷25 |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески (для резервного способа) | 10÷20 |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м (для резервного способа) | 3,5 |

Установочный инструмент входит в стоимость оборудования заканчивания, инженерного сопровождения по монтажу, СПО, активации и разъединения от пакер-подвески, может предоставляться в аренду и вывозиться с кустовой площадки Подрядчиком самостоятельно.

Установочный инструмент должен:

* обеспечить изоляцию давления между узлами с целью разобщения трубного и затрубного пространства при СПО, активации и после разъединения (с целью опрессовки пакер-подвески по затрубному пространству без давления в трубное пространство);
* иметь как основной, так и резервный механизм разъединения от пакер-подвески;
* иметь резьбовые соединения, соответствующие бурильной колонне и пакер-подвеске хвостовика;
* иметь паспорт с наработкой на отказ.

Установочный инструмент применяется в соответствии с регламентом по эксплуатации Производителя, с фиксацией наработки на отказ и своевременной отбраковки. После каждого второго СПО установочный инструмент, за счёт собственных средств Подрядчика по заканчиванию подвергается инструментальной диагностике.

Установочный инструмент после каждого применения в скважине Подрядчиком по заканчиванию вывозится на сервисную базу и полностью разбирается. Дефектные детали бракуются, а в процессе сборки выполняется полная замена комплекта ЗИП. Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО. При СПО в скважину с разгрузкой до 0 (не штатной работы), инструментальную диагностику выполнять после каждого СПО.

* + 1. ***ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ***

Служит для якорения хвостовика в эксплуатационной колонне на заданной глубине, герметизации затрубного пространства между хвостовиком и эксплуатационной колонной, для стыковки стингера и выполнения скважинных работ в хвостовике. Исключает осевое перемещение хвостовика после установки, включая работы по ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между бурильной колонной и хвостовиком.

Состоит из полированной воронки, пакера-подвески, якорного узла, в состав включается установочный инструмент.

Поставляется с активационным шаром.

Полированная воронка служит для установки стингера и его герметизации.Герметизация стингера в полированной воронке должна выполняться осевым перемещением, без вращения лифта ГРП в любых направлениях. Стингер в комплексе с полированной воронкой должен обеспечивать герметичность трубного и затрубного пространства при производстве МГРП, включая ГВЗ.

В случае негерметичности пакер-подвески, негерметичность устраняется ремонтным пакером со стингером.

**Таблица 49**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Подвесное устройство (якоря) | Однонаправленные / двунаправленные **(изменяемое поле)** | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО пакер-подвески | Да | |
|  | Конструкция пакер-подвески | Защищенная, исключающая нештатную активацию | |
|  | Способ срыва якорей подвесного устройства | Для однонаправленных осевая натяжка бурильной колонны.  Для двунаправленных: возможность извлечения специальным инструментом или осевой натяжкой. | |
|  | Способ якорения пакер-подвески хвостовика в ЭК | Созданием избыточного давления внутри хвостовика или созданием избыточного давления внутри хвостовика с последующей разгрузкой бурильной колонны | |
|  | Наличие гидравлической защиты для подвесного устройства пакер-подвески хвостовика (для скважин с высоким содержанием твердой фазы в буровом растворе) | Да | |
|  | Подвесная способность якорей пакер-подвески, не менее, тс | 30 | |
|  | Удерживающее усилие якорей пакер-подвески при движении вверх, не менее, тс | 15 | |
|  | Давление активации якорного узла, МПа | 12÷14 | |
|  | Способ активации пакера пакер-подвески | Созданием избыточного давления внутри хвостовика или разгрузкой бурильной колонны после разъединения | |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером пакер-подвески, не менее, МПа | 68,9 | |
|  | Давление активации пакера пакер-подвески, МПа (для конструкции с гидравлическим пакером) | 16÷18 | |
|  | Усилие активации пакера пакер-подвески, тс (для конструкции с механическим пакером) | 10÷15 | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Основной - созданием избыточного давления во внутреннюю полость хвостовика.  Резервный способ отсоединения - отворотом установочного инструмента вправо | |
|  | Тип соединения с установочным инструментом | Цанговый | |
|  | Давление разъединения, МПа (для основного способа) | 20÷25 | |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески (для резервного способа) | 10÷20 | |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м (для резервного способа) | 3,5 | |
|  | Внутренний проходной диаметр после разъединения с установочным инструментом,  не менее, мм | 97 | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 |
|  | Максимальный наружный диаметр пакер-подвески по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) | 142 (144) |
|  | **Полированная воронка** |  | |
|  | Длина рабочей части полированной воронки, не менее, мм | Для стингера «плавающего» типа – 3000.  Для стингера с гидроякорем – 1500 | |
|  | Наличие воронки в верхней части | Да | |
|  | Шероховатость поверхности внутренней части полированной воронки по ГОСТ 9378-93 (Ra), не более, мкм | 1,6 | |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 148 | 142 |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 121 | 116 |

* + 1. ***СТИНГЕР***

Служит для герметичной стыковки колонны НКТ с пакер-подвеской хвостовика. Предназначен для проведения скважинных работ в хвостовике, включая ГВЗ и МГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика с дополнительным комплектом уплотнительных колец.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

**Таблица 50**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип стингера | «Плавающий стингер» - основной  \*Стингер с применением гидроякоря |
|  | Способ установки, извлечения стингера в/из пакер-подвеску/полированную воронку для обеспечения герметизации | Осевым перемещением.  Не должен предусматривать вращение колонны НКТ |
|  | Осевое усилие установки и извлечения стингера в/из полированной воронки пакер-подвески в условиях стендовых испытаний, не более, тс | 5 |
|  | Исполнение торцевой части | Скошенная (со снятой во внутрь фаской по всей окружности не менее 45 градусов) |
|  | Длина стингера, не менее, мм | «Плавающего» типа – 3000  С гидроякорем – 1500 |
|  | Длина рабочей части «плавающего» стингера, не менее, мм | 2800 |
|  | Способ выравнивания давления «НКТ – затруб», для извлечения стингера после ГРП | \*Нет / Установка клапана выравнивающего **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления, выдерживаемый корпусом и уплотнительным элементом, при установленном в полированную воронку/пакер-подвеску стингере, не менее, МПа | 68,9 |

*Примечание:\*Применение дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком. Тип устройства и характеристики предлагаются Подрядчиком на основе расчётов в ПО перед спуском компоновки заканчивания в скважину.*

Поставляется по требованию Функционального заказчика на условиях аренды, каждый раз перед повторным использованием в условиях сервисной базы проводится комплекс мероприятий по анализу технического состояния стингера и вспомогательных элементов (переводников, воронок и прочего оборудования):

* проверку уплотнительного узла. Обязательно наличие новых уплотнений перед использованием. Наличие дополнительного комплекта ЗИП на случай повторного применения на одной скважине;
* проверка геометрических размеров на соответствие паспортным данным;
* проверка наружной поверхности на внешние повреждения (наличие овальности, задиров) с обязательной зачисткой задиров и визуального контроля их глубины;
* контроль толщины стенки, проверка и замер внутреннего диаметра после применения из каждой скважины (не допускается уменьшение толщины стенки более 0,5мм);
* проверка на наличие скошенного конца у стингера, для обеспечения свободного захода в оправку пакер-подвески хвостовика (адаптер);
* применение стингера в соответствии с регламентом по эксплуатации производителя, со своевременным ведением паспорта по наработке на отказ, прохождением инструментальной диагностики и отбраковки.

Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО.

Не допускается применение стингера с объёмом прокаченного проппанта более 2500 тонн или более 5 СПО.

* + 1. ***ЯКОРЬ СТИНГЕРА***

Служит для удержания колонны НКТ и стингера от продольного осевого перемещения во время скважинных работ, включая работы по МГРП и ГВЗ.

Устанавливается в состав колонны НКТ выше стингера.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

Применяется и предоставляется, при необходимости Подрядчиком, если отсутствует возможность использовать плавающий стингер. Не оплачивается. Входит в инженерное сопровождение установки, извлечения стингера.

**Таблица 51**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  | Способ активации якоря | Созданием избыточного давления во внутритрубное пространство | |
|  | Удерживающее усилие от осевого перемещения в Э/К, не менее, тс | 30 | |
|  | Наличие защиты от попадания проппанта в движущие механизмы якоря при ГРП | Да | |
|  | Способ деактивации подвижных подпружиненных плашек якоря | Автоматический, после сброса давления до 0 во внутритрубном пространстве | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 150 | 142 |

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ***

Служит для разобщения интервалов ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины. Пакер спускается как часть компоновки нижнего заканчивания скважины между муфтами ГРП **в качестве основного варианта разобщения зон**.

**Таблица 52**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Созданием избыточного давления внутри хвостовика |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную активацию при спуске и промывке | Да |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления между разобщенными интервалами 68,9 МПа, не менее, мм | Для Ø ствола по долоту  155,6 мм – 167 мм  Для Ø ствола по долоту  152,4 мм – 165 мм  Для Ø ствола по долоту  146 мм – 160 мм  Для Ø ствола по долоту  142,9 мм – 158 мм |
|  | Наружный диаметр пакера, не более, мм | Для Ø ствола по долоту  155,6 мм – 148 мм  Для Ø ствола по долоту  152,4 мм – 146 мм  Для Ø ствола по долоту  146 мм – 140 мм  Для Ø ствола по долоту  142,9 мм – 136 мм |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 97 |
|  | Длина пакера, не более, мм | 3000 |

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ***

Служит для разобщения интервалов ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины с высокой кавернозностью. Используется **в качестве резервного варианта**, в случае если пакер разобщающий гидравлический не способен эффективно разобщать интервал ГРП или зоны неоднородных по ФЕС зон открытого ствола имеют высокую кавернозность.

**Таблица 53**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Помещение пакера в среду набухания |
|  | Тип пакера | Нефтенабухающий /Водонабухающий/ Комбинированный нефте/водонабухающий **(изменяемое поле)** |
|  | Рабочая среда | Раствор на углеводородной основе / Раствор на водной основе / Жидкость заканчивания скважин **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления 68,9 МПа, не менее, мм | Для Ø ствола по долоту  155,6 мм – 170 мм  Для Ø ствола по долоту  152,4 мм – 167 мм  Для Ø ствола по долоту  146 мм – 163 мм  Для Ø ствола по долоту  142,9 мм – 161 мм |
|  | Время набухания до первого касания стенок скважины, не менее, суток | 6 |
|  | Время набухания до полного уплотнения и обеспечения требуемого дифференциального перепада давления, суток | 25-55  (в зависимости от фактического диаметра ствола в месте установки пакера) **(изменяемое поле)** |
|  | Количество уплотнительных элементов пакера | 1 в случае водо или нефтенабухающего  2 в случае комбинированного водо и нефтенабухающего |
|  | Длина уплотнительного элемента пакера, мм | 3000 ÷ 4600 |
|  | Наружный диаметр пакера, не более, мм | Для Ø ствола по долоту 155,6 мм – 148 мм  Для Ø ствола по долоту 152,4 мм – 146 мм  Для Ø ствола по долоту 146 мм – 140 мм  Для Ø ствола по долоту 142,9 мм – 136 мм |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 97 |
|  | Конструктивное исполнение пакера | Вулканизированный на трубе / Рукавного типа на жестком корде **(изменяемое поле)** |
|  | Расстояние от нижнего края муфты до верха пакер-элемента, не менее, м | 1,7 |
|  | Расстояние от нижнего края пакер-элемента до нижней присоединительной резьбы, не менее, м | 1,0 |
|  | Наличие стопорных колец для защиты эластомера | Да |
|  | Удерживающее усилие стопорного кольца, не менее, тс | 10 |
|  | Ограничительное стопорное кольцо имеет фаску к телу базовой трубы, град | 30 ÷ 45 |
|  | Минерализация жидкости активации, г/л | 10÷30 **(изменяемое поле)** |
|  | Вязкость жидкости активации, сП | 2 |

* + 1. ***МУФТА ГРП С РАЗРЫВНЫМИ ПОРТАМИ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт, в интервале проведения ГРП. ГРП производится через селективный пакер, спускаемый внутрь хвостовика на НКТ/ГНКТ и устанавливаемый напротив муфты ГРП.

Устанавливается в компоновку хвостовика в интервале, планируемом к гидроразрыву.

Допускается использование конструкции муфт со срабатыванием от абсолютного давления и от устьевого избыточного давления.

**Таблица 54**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | \*Да/Нет **(изменяемое поле)** | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола, мм | 152,4-155,6 | 142,9-146 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 144 | 136 |
|  | Диаметр одного разрывного порта после срабатывания, не менее, мм | 8 | |
|  | Конструкция муфты должна обеспечивать открытие разрывных портов с суммарной площадью сечения, не менее, мм2 | 7 400 **(изменяемое поле)** | |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты от абсолютного давления (гидростатическое + устьевое избыточное) - должно настраиваться в интервале от 45 до 95  Конструкция муфты от устьевого избыточного давления от 30 до 45 | |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 97 | |
|  | \*Усилие открытия / закрытия окон муфты переключающим инструментом, кгс **(изменяемое поле)** | \*300÷1000 **(изменяемое поле)** | |
|  | Наличие фиксатора для подвижного цилиндра муфты | \*Для переключаемой – многоразовый фиксатор  Для не переключаемой – одноразовый фиксатор | |
|  | \*Конструкция пазов муфты, предназначенных для зацепления переключающим инструментом **(изменяемое поле)** | \*Должна исключать внеплановое закрытие / открытие муфтами НКТ, пакерами / чашками селективного пакера, локатором муфт и иным оборудованием, кроме специализированного переключающего инструмента **(изменяемое поле)** | |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1000 | |

*Примечание:\*Параметр отсутствует в случае применения Функциональным заказчиком одноразовых муфт ГРП с разрывными портами.*

* + 1. ***МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ***

Служит для активации подвески хвостовика и элементов входящих в компоновку заканчивания путем создания внутритрубного давления.

Устанавливается в компоновку хвостовика на расстоянии не менее одной обсадной трубы над обратным клапаном.

**Таблица 55**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Муфта активационная разбуриваемая | Да/Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления внутренних деталей и активационного шара | Легко разбуриваемый металл **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 380 |
|  | Функция, исключающая закрытие муфты при спуске и промывке | Да |
|  | Функция, позволяющая произвести аварийную активацию шаром большего диаметра | Да\* |
|  | Имеет механизм фиксации подвижной закрывающей втулки | Да |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1000 |

*Примечание:\* Резервный шар для активации муфты должен находиться на кустовой площадке до начала проведения работ по монтажу оборудования заканчивания.*

* + 1. ***КЛАПАН ОБРАТНЫЙ***

Служит для предотвращения самозаполнения хвостовика буровым раствором при спуске, а также для изоляции внутритрубного пространства хвостовика в случае возникновения ГНВП.

Устанавливается после башмака.

**Таблица 56**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Клапан обратный разбуриваемый | Да/Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления внутренних деталей | Легко разбуриваемый **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Особенности конструкции | С подпружиненным элементом |
|  | Выдерживаемый клапаном перепад давления, снизу вверх, не менее, МПа | 35 |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 1000 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 |
|  | Длина клапана, не более, мм | 500 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ***

Служит для направления хвостовика в протяженном открытом стволе скважины в процессе спуска. Эксцентричное исполнение направляющей части, с функцией вращения под действием осевой сжимающей нагрузки, без вызова циркуляции, помогает преодолевать уступы и каверны в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика.

**Таблица 57**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Башмак разбуриваемый | Да/Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления направляющей части | Легко разбуриваемый металл **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1000 |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина, не более, мм | 1000 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ***

Поставляется и устанавливается по требованию Функционального заказчика.

Служит для направления хвостовика в протяженном и осложненном открытом стволе скважины в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика. В конструкцию входит храповый/байонетный механизм, позволяющий при осевой сжимающей нагрузке, производить вращение его наконечника на определенный угол.

**Таблица 58**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Башмак разбуриваемый | Да /Нет **(изменяемое поле)** |
|  | Материал изготовления направляющей части | Легко разбуриваемый металл **(изменяемое поле)** |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Способ проворота направляющей части | Созданием осевой сжимающей нагрузки на направляющую часть башмака |
|  | Особенности конструкции | Вращение направляющей части должно осуществляться с осевым перемещением, без вызова циркуляции |
|  | Наличие возвратной пружины | Да |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 |
|  | Исполнение направляющей части | С закруглением в одну сторону (эксцентричное) |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Угол проворота направляющей части, без включения циркуляции, за одно возвратно-поступательное движение обсадной колонны, град. | 22,5÷90 |
|  | Количество промывочных отверстий, не менее, шт. | 2 |
|  | Расположение промывочных отверстий | В центре и сбоку |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий,  не менее, мм2 | 1500 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ***

Служит для снижения риска возникновения дифференциального прихвата в открытом стволе, а также для обеспечения равномерного кольцевого зазора в интервале цементирования. Центраторы и стопорные кольца устанавливаются на обсадные трубы хвостовика. Стопорные кольца препятствуют осевому перемещению центратора по обсадной трубе колонны/хвостовика и нарушению плановой степени центрирования обсадной трубы.

Поставляются в количестве, которое определяется Подрядчиком на основе собственного специального программного обеспечения.

Центраторы и стопорные кольца должны быть предоставлены для 114,3 мм обсадной трубы в количестве, обеспечивающем степень центрирования (в месте максимального прогиба обсадной трубы между центраторами) в интервале без цементирования, не менее 20%.

Центратор с двух сторон крепится стопорными кольцами. Продольное перемещение центратора между закрепленными кольцами должно быть не менее 100 мм и не более 200 мм. Центратор должен свободно вращаться на обсадной трубе.

Сварной шов (при наличии) на центраторе и фиксирующие штифты после установки на базовую трубу должны выступать над внешней поверхностью центратора и стопорного кольца не более, чем на 1 мм.

**Таблица 59**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип центратора | Рессорный дугообразный (без прогиба на планках) |
|  | Конструкция центратора и стопорного кольца | Из цельного отрезка трубы или из цельного листа металла.  Скрепление ответных концов цельного листа металла при сборке в кольцо, должно быть произведено по технологии для данного типа стали. Для скрепления допускается дуговая сварка, наплавка. Недопустимо применение клепок, точечной сварки и болтовых соединений |
|  | Формованный или скругленный профиль рессоры в поперечном сечении. Прямой профиль рессоры не допускается. (пример на Рисунке ниже) | Да |
|  | Материал центратора | Сталь с упругими (пружинными) свойствами |
|  | Твердость материала центратора по Роквеллу, HRC | 35÷42 |
|  | Количество рессор, шт. | 6 |
|  | Длина центратора, не менее, мм | 300 |
|  | Наружный диаметр центратора по рессорам/ допуск | Должен быть равен номинальному диаметру открытого ствола по долоту /  (допуск + 3 мм) |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 |
|  | Внутренний диаметр центратора и стопорного кольца, мм | 117÷119 |
|  | Пусковое усилие центратора, кгс | 25 |
|  | Диапазон восстанавливающего усилия при степени центрирования 67 % согласно  ISO 10427-1 (рессора центратора прогнута на 1/3 между радиусом центратора и радиусом по долоту), кгс | 263÷526 |
|  | Уменьшение внешнего диаметра центратора по рессорам после испытаний согласно ISO-10427-1, не более, % | 2 |
|  | Внешний диаметр стопорного кольца, не более/допуск, мм | 127/  (допуск +2 мм) |
|  | Минимальное количество удерживающих штифтов в стопорном кольце, шт. | 6 |
|  | Удерживающее усилие стопорного кольца при испытании по стандарту ISO 10427-2, не менее, тс | 5,5 |

* + 1. ***СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР***

Спускается внутрь хвостовика на НКТ/ГНКТ. Служит для изоляции интервала установки Муфты ГРП с разрывными портами, на время производства ГРП через данную муфту. Конструкцией селективного пакера должна быть предусмотрена возможность проведения промывки и глушения после проведения ГРП. Селективный пакер должен обеспечивать возможность проведения МГРП за 1 СПО оборудования (при необходимости). Допускается дополнительное СПО для ревизии оборудования.

Спуск селективного пакера выполняется на НКТ/ГНКТ по отдельному договору с Функциональным заказчиком и не входит в оказание услуг по текущему ТЗ.

Селективный пакер должен выдерживать процесс ГРП со следующими параметрами: расход, не менее 3,5 м3/мин **(изменяемое поле)**; объем прокаченного проппанта за 1 СПО, не менее 300 т **(изменяемое поле)**; концентрация проппанта не менее 800 кг/м3 **(изменяемое поле)**.

**Таблица 60**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый уплотнительными элементами, при установленном в рабочее положение пакере, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Конструкцией манжетного пакера должна быть предусмотрена возможность проведения промывки и глушения после проведения ГРП «без предварительной разрядки скважины» | Да |
|  | Наличие механизма, позволяющего осуществить, вымыв проппанта обратной промывкой, в случае получения давления СТОП | Да |
|  | Наличие устройства позволяющего гарантированно установить селективный пакер напротив муфты (локатор муфт или иное устройство) | Да |
|  | Наличие устройства, для обеспечения возможности аварийного разъединения (устанавливается вместо переводника между НКТ/ГНКТ и селективным пакером, по требованию Функционального заказчика) | Да |
|  | Установка автономного датчика давления и температуры в подпакерной зоне | Да |

* + 1. ***ИМИТАТОР СЕЛЕКТИВНОГО ПАКЕРА***

Служит для подготовки внутреннего пространства хвостовика перед спуском селективного пакера и проведением МГРП.

Спуск имитатора селективного пакера выполняется на НКТ/ГНКТ по отдельному договору с Функциональным заказчиком и не входит в оказание услуг по текущему ТЗ.

**Таблица 61**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  | Наличие в составе полноразмерных чашек / пакеров (или их имитаторов) для проверки возможности прохождения и истирания | Да |
|  | Наличие в составе магнита для извлечения из скважины посторонних предметов / металла | Да |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 |
|  | Внутренний диаметр хвостовика, не менее, мм | 97 |
|  | Наружный диаметр корпуса имитатора, магнита, не более, мм | 85 |

* + 1. ***ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК***

Служит для «подгонки» интервалов фактического расположения элементов хвостовика (муфт ГРП, пакеров разобщающих и др.) в плановых интервалах расстановки оборудования согласно меры оборудования заканчивания.

Соответствует ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT.

**Таблица 62**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Длина подгоночного патрубка, м | 1, 2; 3; 4; 5 **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса патрубка, сталь группы прочности, не менее | Р-110 / М |
|  | Внешний диаметр по корпусу обсадной трубы, мм | 114,3 |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 97 |

* + 1. ***РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР***

Служит для ликвидации не герметичности пакер-подвески хвостовика.

Устанавливается в полированную воронку над пакер-подвеской хвостовика. Должен герметично стыковаться через полированную воронку с пакер-подвеской хвостовика и выдерживать процесс ГРП. Учитывает дополнительную выталкивающую силу при проведении ГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Срок предоставления, количество и тип применяемой колонны НКТ для спуска согласовываются с Функциональным заказчиком в письменном виде до осуществления поставки.

**Таблица 63**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый ремонтным пакером, не менее, МПа | 68,9 | |
|  | Перепад давления, выдерживаемый узлом стыковки с пакер-подвеской, не менее, МПа | 68,9 | |
|  | Пакер извлекаемый | Да | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО ремонтного пакера | Да | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента | Гидравлический / натяжением | |
|  | Давление разъединения (для гидравлического способа), МПа | 20÷25 | |
|  | Осевое усилие наверх для разъединения (для способа, натяжением), не более, тс | 15 | |
|  | Удерживающее усилие якорей от движения вверх и вниз при ГВЗ, не менее, тс | 20 | |
|  | Обеспечение герметизации со стингером | Полированная воронка | |
|  | Способ обеспечения герметизации с пакер-подвеской/полированной воронкой нижнего пакера | Стингер | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 |
|  | Максимальный наружный диаметр устройства по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) | 142 (144) |
|  | Внутренний проходной диаметр без установочного инструмента, не менее, мм | 97 | |

* + 1. ***ИНСТРУМЕНТ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТ ГРП***

Служит для первичного и/или повторного открытия/закрытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Спускается внутрь спущенной компоновки заканчивания, при помощи НКТ/ГНКТ/скважинного трактора.

Наружный диаметр выбирается с учетом внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Период предоставления – 3 года с момента спуска муфт.

**Таблица 64**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип резьбового соединения | Обеспечивает стыковку с НКТ / ГНКТ / скважинным трактором |
|  | Профиль инструмента соответствует профилю ответной части муфты ГРП | Да |
|  | Разъединение инструмента от муфты, после открытия / закрытия | Снижением давления в инструменте до 0 |

* 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКИ «РАЗРЫВНЫЕ МУФТЫ И СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР» СО СПЛОШНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ПРИ БУРЕНИИ НОВЫХ СКВАЖИН И РЕКОНСТРУКЦИИ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННОЙ ДИАМЕТРОМ 178, 168 ММ И ХВОСТОВИКОМ ДИАМЕТРОМ 114 ММ

В разделе 4.5. представлено оборудование заканчивания наклонно-направленных скважин 178 (168) /114 **(изменяемое поле)** с горизонтальным окончанием, цементируемыми хвостовиками с муфтами ГРП разрывными для проведения многостадийного ГРП с применением селективного пакера на НКТ/ГНКТ.

В Таблицах 65-83 представлены требования к элементам оборудования, из которых вид компоновок.

* + 1. ***ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ***

**Таблица 65**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Допустимая осевая растягивающая нагрузка, не менее, т | 87,5 без учета КЗП,  с учетом КЗП 1,25 |
|  | Допустимая осевая сжимающая нагрузка, не менее, т | 62,5 без учета КЗП,  50 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый оборудованием, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Тип присоединительной резьбы | Должен соответствовать типу резьбы обсадной трубы хвостовика |
|  | Сохранение работоспособности в интервале скважины с зенитным углом от 0 до 95 градусов | Да |
|  | Срок эксплуатации скважины, в том числе оборудования хвостовика, лет | 25 |
|  | Гарантийный срок работоспособности спущенного оборудования, лет | 3 |
|  | Порядок активации оборудования | * Якорный узел пакер-подвески; * разъединение от пакер-подвески с сохранением герметичности; * муфта активационная (восстановление циркуляции); * цементирование; * пакер пакер-подвески хвостовика |
|  | Оборудование должно позволять осуществлять промывку раствором, с объемным содержанием песка 2-4 %, в течение 24 часов, с расходом, не менее 12 л/с | Да |
|  | Наличие паспортов на каждый узел компоновки заканчивания | Да |
|  | Наличие протоколов стендовых испытаний на каждый узел компоновки заканчивания | \*Да |
|  | Максимальная погрешность давления среза штифтов для активации узлов компоновки, % | 5 |
|  | Отсутствие выступающих частей (штифтов, крепёжных винтов, сварочных швов) на спускаемом оборудовании | Да |
|  | Металл и РТИ, входящие в изделие, устойчивы к воздействию кислоты (12% HCl) в течение 3-х часов **(изменяемое поле)** | Да/Нет **(изменяемое поле)** |

*Примечание:\* Согласно разделу 5 настоящих Типовых требований.*

* + 1. ***УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ***

Служит для удержания на весу и безопасного спуска или подъема хвостовика, активации и установки пакер-подвески, а также планового разъединения от пакер-подвески хвостовика, в т.ч. до начала цементирования. Включается в состав компоновки хвостовика между бурильной трубой и пакер-подвеской хвостовика. Является извлекаемой частью пакер-подвески.

Поставляется в сборе с полированной воронкой и пакер-подвеской хвостовика. По требованию Функционального заказчика поставляется на каждую скважину.

**Таблица 66**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Механический, отворотом вправо до цементирования |
|  | Имеет защиту от попадания механических примесей в узел разъединения (шламозащита) | Да |
|  | Наличие у механизма разъединения плавающей гайки | Да |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | 10÷20 |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м | 3,5 |
|  | Внешний диаметр, не более | Внешнего диаметра пакер-подвески |

Установочный инструмент входит в стоимость оборудования заканчивания, инженерного сопровождения по монтажу, СПО, активации и разъединения от пакер-подвески, может предоставляться в аренду и вывозиться с кустовой площадки Подрядчиком самостоятельно.

Установочный инструмент должен:

* обеспечить изоляцию давления между узлами с целью разобщения трубного и затрубного пространства при СПО, активации и после разъединения (с целью опрессовки пакер-подвески по затрубному пространству без давления в трубное пространство);
* иметь единственный механизм разъединения от пакер-подвески – отворот вправо;
* иметь передачу крутящего момента от бурильной трубы компоновке хвостовика при вращении во время цементирования;
* иметь резьбовые соединения, соответствующие бурильной колонне и пакер-подвеске хвостовика;
* иметь паспорт с наработкой на отказ.

Установочный инструмент применяется в соответствии с регламентом по эксплуатации Производителя, с фиксацией наработки на отказ и своевременной отбраковки. После каждого второго СПО установочный инструмент, за счёт собственных средств Подрядчика по заканчиванию подвергается инструментальной диагностике.

Установочный инструмент после каждого применения в скважине Подрядчиком по заканчиванию вывозиться на сервисную базу и полностью разбирается. Дефектные детали бракуются, а в процессе сборки выполняется полная замена комплекта ЗИП. Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО. При СПО в скважину с разгрузкой до 0 (не штатной работы), инструментальную диагностику выполнять после каждого СПО.

* + 1. ***ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ***

Служит для якорения хвостовика в эксплуатационной колонне на заданной глубине, герметизации затрубного пространства между хвостовиком и эксплуатационной колонной, для стыковки стингера и выполнения скважинных работ в хвостовике. Исключает осевое перемещение хвостовика после установки, включая работы по ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между бурильной колонной и хвостовиком.

Состоит из полированной воронки, пакера-подвески, якорного узла, в состав включается установочный инструмент.

Поставляется с пробкой подвесной и активационным шаром.

Полированная воронка служит для установки стингера и его герметизации. Герметизация стингера в полированной воронке должна выполняться осевым перемещением, без вращения лифта ГРП в любых направлениях. Стингер в комплексе с полированной воронкой должен обеспечивать герметичность трубного и затрубного пространства при производстве МГРП, включая ГВЗ.

В случае негерметичности пакер-подвески, негерметичность устраняется ремонтным пакером со стингером.

**Таблица 67**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Подвесное устройство (якоря) | Однонаправленные / двунаправленные **(изменяемое поле)** | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО пакер-подвески | Да | |
|  | Конструкция пакер-подвески | Защищенная, исключающая нештатную активацию | |
|  | Способ срыва якорей подвесного устройства | Для однонаправленных: осевая натяжка бурильной колонны.  Для двунаправленных: возможность извлечения специальным инструментом или осевой натяжкой | |
|  | Способ якорения пакер-подвески хвостовика в ЭК | Созданием избыточного давления внутри хвостовика / Созданием избыточного давления внутри хвостовика с последующей разгрузкой бурильной колонны | |
|  | Наличие гидравлической защиты для подвесного устройства пакер-подвески хвостовика (для скважин с высоким содержанием твердой фазы в буровом растворе) | Да | |
|  | Подвесная способность якорей пакер-подвески, не менее, тс | 30 | |
|  | Удерживающее усилие якорей пакер-подвески при движении вверх, не менее, тс | 15 | |
|  | Давление активации якорного узла, МПа | 12÷14 | |
|  | Способ активации пакера пакер-подвески | Созданием избыточного давления внутри хвостовика или разгрузкой бурильной колонны после разъединения | |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером пакер-подвески, не менее, МПа | 68,9 | |
|  | Давление активации пакера пакер-подвески, МПа (для конструкции с гидравлическим пакером) | 16÷18 | |
|  | Усилие активации пакера пакер-подвески, тс (для конструкции с механическим пакером) | 10÷15 | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Механический, отворотом вправо до цементирования | |
|  | Тип соединения с установочным инструментом | Цанговый | |
|  | Конструкция пакер-подвески и установочного инструмента должна сохранять герметичность после разъединения | Да | |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | 10÷20 | |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м | 3,5 | |
|  | Внутренний проходной диаметр после разъединения с установочным инструментом,  не менее, мм | 97 | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 |
|  | Максимальный наружный диаметр пакер-подвески по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) | 142 (144) |
|  | **Полированная воронка** |  |  |
|  | Длина рабочей части полированной воронки, не менее, мм | Для стингера «плавающего» типа – 3000  Для стингера с гидроякорем – 1500 | |
|  | Наличие воронки в верхней части | Да | |
|  | Шероховатость поверхности внутренней части полированной воронки по ГОСТ 9378-93 (Ra), не более, мкм | 1,6 | |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 148 | 142 |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 121 | 116 |

* + 1. ***СТИНГЕР***

Служит для герметичной стыковки колонны НКТ с пакер-подвеской хвостовика. Предназначен для проведения скважинных работ в хвостовике, включая ГВЗ и МГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика с дополнительным комплектом уплотнительных колец.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

**Таблица 68**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип стингера | «Плавающий стингер» - основной  \*Стингер с применением гидроякоря |
|  | Способ установки, извлечения стингера в/из пакер-подвеску/полированную воронку для обеспечения герметизации | Осевым перемещением.  Не должен предусматривать вращение колонны НКТ |
|  | Осевое усилие установки и извлечения стингера в/из полированной воронки пакер-подвески в условиях стендовых испытаний, не более, тс | 5 |
|  | Исполнение торцевой части | Скошенная (со снятой во внутрь фаской по всей окружности не менее 45 градусов) |
|  | Длина стингера, не менее, мм | «Плавающего» типа – 3000  С гидроякорем – 1500 |
|  | Длина рабочей части «плавающего» стингера, не менее, мм | 2800 |
|  | Способ выравнивания давления «НКТ – затруб», для извлечения стингера после ГРП | \*Нет / Установка клапана выравнивающего **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления, выдерживаемый корпусом и уплотнительным элементом, при установленном в полированную воронку/пакер-подвеску стингере, не менее, МПа | 68,9 |

*Примечание:\*Применение дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком. Тип устройства и характеристики предлагаются Подрядчиком на основе расчётов в ПО перед спуском компоновки заканчивания в скважину.*

Поставляется на условиях аренды по требованию Функционального заказчика, каждый раз перед повторным использованием в условиях сервисной базы проводится комплекс мероприятий по анализу технического состояния стингера и вспомогательных элементов (переводников, воронок и прочего оборудования):

* проверка уплотнительного узла. Обязательно наличие новых уплотнений перед использованием. Наличие дополнительного комплекта ЗИП на случай повторного применения на одной скважине;
* проверка геометрических размеров на соответствие паспортным данным;
* проверка наружной поверхности на внешние повреждения (наличие овальности, задиров) с обязательной зачисткой задиров и визуального контроля их глубины;
* контроль толщины стенки, проверка и замер внутреннего диаметра после применения из каждой скважины (не допускается уменьшение толщины стенки более 0,5мм);
* проверка на наличие скошенного конца у стингера, для обеспечения свободного захода в оправку пакер-подвески хвостовика (адаптер);
* применение стингера в соответствии с документами по эксплуатации производителя, со своевременной фиксацией наработки на отказ, прохождением инструментальной диагностики и отбраковки.

Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО **(изменяемое поле)**. Не допускается применение стингера с объёмом прокаченного проппанта более 2500 тонн **(изменяемое поле)** или более 5 СПО.

* + 1. ***ЯКОРЬ СТИНГЕРА***

Служит для удержания колонны НКТ и стингера от продольного осевого перемещения во время скважинных работ, включая работы по МГРП и ГВЗ.

Устанавливается в состав колонны НКТ выше стингера.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

Применяется и предоставляется Подрядчиком (при необходимости), если отсутствует возможность использовать плавающий стингер. Не оплачивается. Входит в инженерное сопровождение установки, извлечения стингера.

**Таблица 69**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
|
|  | Способ активации якоря | Созданием избыточного давления во внутритрубное пространство | |
|  | Удерживающее усилие от осевого перемещения в Э/К, не менее, тс | 30 | |
|  | Наличие защиты от попадания проппанта в движущие механизмы якоря при ГРП | Да | |
|  | Способ деактивации подвижных подпружиненных плашек якоря | Автоматический, после сброса давления до 0 во внутритрубном пространстве | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 150 | 142 |

* + 1. ***МУФТА ГРП С РАЗРЫВНЫМИ ПОРТАМИ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт, в интервале проведения ГРП. ГРП производится через селективный пакер, спускаемый внутрь хвостовика на НКТ/ГНКТ и устанавливаемый напротив муфты ГРП.

Устанавливается в компоновку хвостовика в интервале, планируемом к гидроразрыву.

Допускается использование конструкции муфт со срабатыванием от абсолютного давления и от устьевого избыточного давления.

**Таблица 70**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | \*Да/Нет **(изменяемое поле)** | |
|  | Наличие покрытия внутренней части муфты, уменьшающую адгезию между цементом и металлом | Да | |
|  | Конструктивное исполнение | Возможность сплошного цементирования муфты и прохождения через нее тандема цементировочных пробок | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола, мм | 152,4-155,6 | 142,9-146 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 144 | 136 |
|  | Диаметр одного разрывного порта после срабатывания, не менее, мм | 8 | |
|  | Конструкция муфты должна обеспечивать открытие разрывных портов с суммарной площадью сечения, не менее, мм2 | 7 400 **(изменяемое поле)** | |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты от абсолютного давления (гидростатическое + устьевое избыточное) - должно настраиваться в интервале от 45 до 95  Конструкция муфты от устьевого избыточного давления от 30 до 45 **(изменяемое поле)** | |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 97 | |
|  | \*Усилие открытия / закрытия окон муфты переключающим инструментом, кгс | 300÷1000\* **(изменяемое поле)** | |
|  | Наличие фиксатора для подвижного цилиндра муфты | \*Для переключаемой – многоразовый фиксатор  Для не переключаемой – одноразовый фиксатор **(изменяемое поле)** | |
|  | \*Конструкция пазов муфты, предназначенных для зацепления переключающим инструментом | \*Должна исключать внеплановое закрытие / открытие муфтами НКТ, пакерами / чашками селективного пакера, локатором муфт и иным оборудованием, кроме специализированного переключающего инструмента **(изменяемое поле)** | |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1000 | |
|  | Максимальный перепад давления при прохождении продавочной и/или подвесной пробок через муфту, не более, МПа | 2 | |

*Примечание:\*Параметр отсутствует в случае применения Функциональным заказчиком одноразовых муфт ГРП с разрывными портами.*

* + 1. ***МУФТА ПОСАДОЧНАЯ***

Служит для посадки и фиксации тандема подвесной и продавочной пробок.

Устанавливается в компоновку хвостовика после муфты активационной на расстоянии одной обсадной трубы.

**Таблица 71**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Наличие фиксатора для удержания тандема пробок | Да |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 136 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 |
|  | Длина, не более, мм | 1000 |

* + 1. ***МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ***

Служит для активации подвески хвостовика и элементов, входящих в компоновку заканчивания, путем создания внутритрубного давления, а в случае с цементируемым хвостовиком должна обеспечивать возможность восстановления циркуляции для проведения сплошного цементирования.

Устанавливается в компоновку хвостовика для сплошного цементирования на расстоянии не менее одной обсадной трубы над обратным клапаном. Поставляется в комплекте со срезным седлом.

**Таблица 72**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Наличие срезного седла, позволяющего произвести восстановление циркуляции для дальнейшего сплошного цементирования | Да |
|  | Имеет механизм фиксации подвижной закрывающей втулки | Да |
|  | Функция, исключающая закрытие муфты при спуске и промывке | Да |
|  | Функция, позволяющая произвести аварийную активацию шаром большего диаметра | \*Да |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции и цементирования, не менее, мм2 | 380 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 136 |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 90 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1000 |

*Примечание:\* Резервный шар для активации муфты должен находится в наличии у инженера по заканчиванию до начала проведения работ по монтажу оборудования заканчивания.*

* + 1. ***КЛАПАН ОБРАТНЫЙ***

Служит для предотвращения самозаполнения хвостовика буровым раствором при спуске, а также для изоляции внутритрубного пространства хвостовика в случае возникновения ГНВП.

Устанавливается после башмака.

**Таблица 73**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Особенности конструкции | С подпружиненным элементом |
|  | Выдерживаемый клапаном перепад давления, снизу вверх, не менее, МПа | 35 |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 1000 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 |
|  | Длина клапана, не более, мм | 500 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ***

Служит для направления хвостовика в протяженном открытом стволе скважины в процессе спуска. Эксцентричное исполнение направляющей части, с функцией вращения под действием осевой сжимающей нагрузки, без вызова циркуляции, помогает преодолевать уступы и каверны в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика.

**Таблица 74**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции и цементирования, не менее, мм2 | 1000 |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 |
|  | Длина, не более, мм | 1000 |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ***

Поставляется и устанавливается по требованию Функционального заказчика.

Служит для направления хвостовика в протяженном и осложненном открытом стволе скважины в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика. В конструкцию входит храповый/байонетный механизм, позволяющий при осевой сжимающей нагрузке, производить вращение его наконечника на определенный угол.

**Таблица 75**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ проворота направляющей части | Созданием осевой сжимающей нагрузки на направляющую часть башмака |
|  | Особенности конструкции | Вращение направляющей части должно осуществляться с осевым перемещением, без вызова циркуляции |
|  | Наличие возвратной пружины | Да |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 |
|  | Исполнение направляющей части | С закруглением в одну сторону (эксцентричное) |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 |
|  | Угол проворота направляющей части, без включения циркуляции, за одно возвратно-поступательное движение обсадной колонны, град. | 22,5÷90 |
|  | Минимальное количество промывочных отверстий, шт. | 2 |
|  | Расположение промывочных отверстий | В центре и сбоку |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий,  не менее, мм2 | 1500 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 |

* + 1. ***ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ***

Служит для снижения риска возникновения дифференциального прихвата в открытом стволе, а также для обеспечения равномерного кольцевого зазора в интервале цементирования. Центраторы и стопорные кольца устанавливаются на обсадные трубы. Стопорные кольца препятствуют осевому перемещению центратора по обсадной трубе и нарушению плановой степени центрирования обсадной трубы.

Центраторы и стопорные кольца должны быть предоставлены для 114,3 мм обсадной трубы в количестве, обеспечивающем степень центрирования (в месте максимального прогиба обсадной трубы между центраторами) в интервале цементирования не менее 70%.

Центратор с двух сторон крепится стопорными кольцами. Продольное перемещение центратора между закрепленными кольцами должно быть не менее 100 мм и не более 200 мм. Центратор должен свободно вращаться на обсадной трубе.

Сварной шов (при наличии) на центраторе и фиксирующие штифты после установки на базовую трубу должны выступать над внешней поверхностью центратора и стопорного кольца не более, чем на 1 мм.

**Таблица 76**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип центратора | Рессорный дугообразный (без прогиба на планках) |
|  | Конструкция центратора и стопорного кольца | Из цельного отрезка трубы или из цельного листа металла.  Скрепление ответных концов цельного листа металла при сборке в кольцо, должно быть произведено по технологии для данного типа стали. Для скрепления допускается дуговая сварка, наплавка. Недопустимо применение клепок, точечной сварки и болтовых соединений |
|  | Формованный или скругленный профиль рессоры в поперечном сечении. Прямой профиль рессоры не допускается (пример на рисунке ниже) | Да |
|  | Материал центратора | Сталь с упругими (пружинными) свойствами |
|  | Твердость материала центратора по Роквеллу, HRC | 35÷42 |
|  | Количество рессор, шт. | 6 |
|  | Длина центратора, не менее, мм | 300 |
|  | Наружный диаметр центратора по рессорам/ допуск | Должен быть равен номинальному диаметру открытого ствола по долоту /  (допуск + 3 мм) |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 |
|  | Внутренний диаметр центратора и стопорного кольца, мм | 117÷119 |
|  | Пусковое усилие центратора, кгс | 25 |
|  | Диапазон восстанавливающего усилия при степени центрирования 67 % согласно  ISO 10427-1 (рессора центратора прогнута на 1/3 между радиусом центратора и радиусом по долоту), кгс | 263÷526 |
|  | Уменьшение внешнего диаметра центратора по рессорам после испытаний согласно ISO-10427-1, не более, % | 2 |
|  | Внешний диаметр стопорного кольца, не более/допуск, мм | 127/  (допуск +2 мм) |
|  | Минимальное количество удерживающих штифтов в стопорном кольце, шт. | 6 |
|  | Удерживающее усилие стопорного кольца при испытании по стандарту ISO 10427-2, не менее, тс | 5,5 |

* + 1. ***ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ***

Служит для разделения продавочной жидкости и цементного раствора, при продавке по бурильной колонне/эксплуатационной колонне, а также качественной очистки стенок бурильных труб/эксплуатационной колонны от цементного раствора.

Устанавливается в цементировочную головку перед цементированием.

В горизонтальном положении пробка должна быть сбалансирована, т.е. наконечник пробки не должен перевешивать манжетную часть.

**Таблица 77**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Конструкция | Составная / Литая на одном стержне **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса | Легко разбуриваемый металл |
|  | Наличие фиксатора для надежной установки в подвесной пробке | Да |
|  | Длина, мм | 250÷350 |
|  | Перепад давления выдерживаемый устройством после фиксации в подвесной пробке в прямом и обратном направлении, не менее МПа | 25 |
|  | Количество манжет, не менее, шт. | 4 |

* + 1. ***ПРОБКА ПОДВЕСНАЯ***

Служит для посадки продавочной пробки и разделения продавочной жидкости от цементного раствора при продавке по хвостовику, а также для качественной очистки стенок хвостовика от цемента.

Поставляется совместно с установочным инструментом пакер-подвески.

В горизонтальном положении пробка должна быть сбалансирована, т.е. наконечник пробки не должен перевешивать манжетную часть.

**Таблица 78**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Материал корпуса | Легко разбуриваемый металл |
|  | Наличие фиксатора для надежной установки в муфте посадочной | Да |
|  | Длина, мм | 350÷500 |
|  | Перепад давления выдерживаемый устройством после фиксации в муфте посадочной в прямом и обратном направлении, не менее МПа | 25 |
|  | Внутренний диаметр должен обеспечивать прохождение шара, предназначенного для активации якоря пакер-подвески | Да |
|  | Количество манжет, не менее, шт. | 4 |

* + 1. ***СЕЛЕКТИВНЫЙ ПАКЕР***

Спускается внутрь хвостовика на НКТ/ГНКТ. Служит для изоляции интервала установки Муфты ГРП с разрывными портами, на время производства ГРП через данную муфту. Конструкцией селективного пакера должна быть предусмотрена возможность проведения промывки и глушения после проведения ГРП. Селективный пакер должен обеспечивать возможность проведения МГРП за 1 СПО оборудования (предпочтительно). При необходимости допускается дополнительное СПО, для ревизии оборудования.

Спуск селективного пакера выполняется на НКТ/ГНКТ по отдельному договору с Функциональным заказчиком и не входит в оказание услуг по текущему ТЗ.

Селективный пакер должен выдерживать процесс ГРП со следующими параметрами: расход, не менее 3,5 м3/мин **(изменяемое поле)**; объем прокаченного проппанта за 1 СПО, не менее 300 т **(изменяемое поле)**; концентрация проппанта не менее 800 кг/м3 **(изменяемое поле)**.

**Таблица 79**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый уплотнительными элементами, при установленном в рабочее положение пакере, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Конструкцией манжетного пакера должна быть предусмотрена возможность проведения промывки и глушения после проведения ГРП «без предварительной разрядки скважины» | Да |
|  | Наличие механизма, позволяющего осуществить, вымыв проппанта обратной промывкой, в случае получения давления СТОП | Да |
|  | Наличие устройства позволяющего гарантированно установить селективный пакер напротив муфты (локатор муфт или иное устройство) | Да |
|  | Наличие устройства, для обеспечения возможности аварийного разъединения (устанавливается вместо переводника между НКТ/ГНКТ и селективным пакером, по требованию Функционального заказчика) | Да |
|  | Установка автономного датчика давления и температуры в подпакерной зоне | Да |

* + 1. ***ИМИТАТОР СЕЛЕКТИВНОГО ПАКЕРА***

Служит для подготовки внутреннего пространства хвостовика перед спуском селективного пакера и проведением МГРП.

Спуск имитатора селективного пакера выполняется на НКТ/ГНКТ по договору с Функциональным заказчиком и не входит в оказание услуг по текущему ТЗ.

**Таблица 80**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Наличие в составе полноразмерных чашек / пакеров (или их имитаторов) для проверки возможности прохождения и истирания | Да |
|  | Наличие в составе магнита для извлечения из скважины посторонних предметов / металла | Да |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 |
|  | Внутренний диаметр хвостовика, не менее, мм | 97 |
|  | Наружный диаметр корпуса имитатора, магнита, не более, мм | 85 |

* + 1. ***ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК***

Служит для «подгонки» интервалов фактического расположения элементов хвостовика (муфт ГРП, пакеров разобщающих и др.) в плановых интервалах расстановки оборудования согласно меры оборудования заканчивания.

Соответствует ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT.

**Таблица 81**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
|
| 1. | Длина подгоночного патрубка, м | 1, 2; 3; 4; 5 **(изменяемое поле)** |
| 2. | Материал корпуса патрубка, сталь группы прочности, не менее | Р-110 / М |
| 3. | Внешний диаметр по корпусу обсадной трубы, мм | 114,3 |
| 4. | Внутренний диаметр, не менее, мм | 97 |

* + 1. ***РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР***

Служит для ликвидации не герметичности пакер-подвески хвостовика.

Устанавливается в полированную воронку над пакер-подвеской хвостовика. Должен герметично стыковаться через полированную воронку с пакер-подвеской хвостовика и выдерживать процесс ГРП. Учитывает дополнительную выталкивающую силу при проведении ГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Срок предоставления, количество и тип применяемой колонны НКТ для спуска согласовываются с Функциональным заказчиком в письменном виде до осуществления поставки.

**Таблица 82**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый ремонтным пакером, не менее, МПа | 68,9 | |
|  | Перепад давления, выдерживаемый узлом стыковки с пакер-подвеской, не менее, МПа | 68,9 | |
|  | Пакер извлекаемый | Да | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО ремонтного пакера | Да | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента | Гидравлический / натяжением | |
|  | Давление разъединения (для гидравлического способа), МПа | 20÷25 | |
|  | Осевое усилие наверх для разъединения (для способа, натяжением), не более, тс | 15 | |
|  | Удерживающее усилие якорей от движения вверх и вниз при ГВЗ, не менее, тс | 20 | |
|  | Обеспечение герметизации со стингером | Полированная воронка | |
|  | Способ обеспечения герметизации с пакер-подвеской/полированной воронкой нижнего пакера | Стингер | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 |
|  | Максимальный наружный диаметр устройства по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) | 142 (144) |
|  | Внутренний проходной диаметр без установочного инструмента, не менее, мм | 97 | |

* + 1. ***ИНСТРУМЕНТ ОТКРЫТИЯ/ЗАКРЫТИЯ МУФТ ГРП***

Служит для первичного и/или повторного открытия/закрытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Спускается внутрь спущенной компоновки заканчивания, при помощи НКТ/ГНКТ/скважинного трактора.

Наружный диаметр выбирается с учетом внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Период предоставления – 3 года с момента спуска муфт.

**Таблица 83**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Наружный диаметр, не более, мм | Выбирается с учетом внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика |
|  | Тип резьбового соединения | Обеспечивает стыковку с НКТ / ГНКТ / скважинным трактором |
|  | Профиль инструмента соответствует профилю ответной части муфты ГРП | Да |
|  | Разъединение инструмента от муфты, после открытия / закрытия | Снижением давления в инструменте до 0 |

* 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» С МАНЖЕТНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ КОЛОННАМИ 178 ММ, 168 ММ, 146 ММ И ХВОСТОВИКАМИ ДИАМЕТРОМ 114 ММ, 102 ММ

В разделе 4.6. представлено оборудование заканчивания наклонно-направленных скважин 178 (168) / 114; 168 (146) /102 **(изменяемое поле)** с горизонтальным окончанием, хвостовиками с манжетным цементированием, муфтами и шарами для проведения многостадийного ГРП при реконструкции скважин методом ЗБС.

В Таблицах 84-109 представлены требования к элементам оборудования, из которых вид компоновок.

* + 1. ***ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ***

**Таблица 84**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Допустимая осевая растягивающая нагрузка, не менее, т | 87,5 без учета КЗП,  70 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Допустимая осевая сжимающая нагрузка с учетом, не менее, т | 62,5 без учета КЗП,  50 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый оборудованием, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Тип присоединительной резьбы | Должен соответствовать типу резьбы обсадной трубы хвостовика / бурильной трубы / НКТ, согласно назначения изделия |
|  | Сохранение работоспособности в интервале скважины с зенитным углом от 0 до 95 градусов | Да |
|  | Срок эксплуатации скважины, в том числе оборудования хвостовика, лет | 25 |
|  | Гарантийный срок работоспособности спущенного оборудования, лет | 3 |
|  | Порядок активации оборудования | * Якорный узел пакер-подвески; * разобщающие пакера и пакер для манжетного цементирования; * разъединение от пакер-подвески с сохранением герметичности; * муфта цементировочная; * пакер пакер-подвески хвостовика |
|  | Оборудование должно позволять осуществлять промывку раствором, с объемным содержанием песка 2-4 %, в течение 24 часов, с расходом,  не менее 12 л/с | Да |
|  | Наличие паспортов на каждый узел компоновки заканчивания | Да |
|  | Наличие протоколов стендовых испытаний на каждый узел компоновки заканчивания | \*Да |
|  | Максимальная погрешность давления среза штифтов для активации узлов компоновки, % | 5 |
|  | Отсутствие выступающих частей (штифтов, крепёжных винтов, сварочных швов) на спускаемом оборудовании | Да |
|  | Металл и РТИ, входящие в изделие, устойчивы к воздействию кислоты (12% HCl) в течение 3-х часов **(изменяемое поле)** | Да/Нет **(изменяемое поле)** |

*Примечание:\*Согласно разделу 5 настоящих Типовых требований.*

* + 1. ***УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ***

Служит для удержания на весу и безопасного спуска или подъема хвостовика, активации и установки пакер-подвески, а также планового разъединения от пакер-подвески хвостовика, в т.ч. до начала цементирования. Включается в состав компоновки хвостовика между бурильной трубой и пакер-подвеской хвостовика. Является извлекаемой частью пакер-подвески.

Поставляется в сборе с полированной воронкой и пакер-подвеской хвостовика. По требованию Функционального заказчика поставляется новым на каждую скважину.

**Таблица 85**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Механический, отворотом вправо до цементирования |
|  | Имеет защиту от попадания механических примесей в узел разъединения (шламозащита) | Да |
|  | Наличие у механизма разъединения плавающей гайки | Да |
|  | Внешний диаметр, не более | Внешнего диаметра пакер-подвески |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | 10÷20 |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м | 3,5 |

Установочный инструмент входит в стоимость оборудования заканчивания, инженерного сопровождения по монтажу, СПО, активации и разъединения от пакер-подвески, может предоставляться в аренду и вывозится с кустовой площадки Подрядчиком самостоятельно.

Установочный инструмент должен:

* обеспечить изоляцию давления между узлами с целью разобщения трубного и затрубного пространства при СПО, активации и после разъединения (с целью опрессовки пакер-подвески по затрубному пространству без давления в трубное пространство);
* иметь единственный механизм разъединения от пакер-подвески – отворот вправо;
* иметь резьбовые соединения, соответствующие бурильной колонне и пакер-подвеске хвостовика;
* иметь паспорт с наработкой на отказ.

Установочный инструмент применяется в соответствии с регламентом по эксплуатации Производителя, с фиксацией наработки на отказ и своевременной отбраковки. После каждого второго СПО установочный инструмент, за счёт собственных средств Подрядчика по заканчиванию подвергается инструментальной диагностике.

Установочный инструмент после каждого применения в скважине Подрядчиком по заканчиванию вывозиться на сервисную базу и полностью разбирается. Дефектные детали бракуются, а в процессе сборки выполняется полная замена комплекта ЗИП. Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО. При СПО в скважину с разгрузкой до 0 (не штатной работы), инструментальную диагностику выполнять после каждого СПО.

* + 1. ***ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ***

Служит для якорения хвостовика в эксплуатационной колонне на заданной глубине, герметизации затрубного пространства между хвостовиком и эксплуатационной колонной, для стыковки стингера и выполнения скважинных работ в хвостовике. Исключает осевое перемещение хвостовика после установки, включая работы по ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между бурильной колонной и хвостовиком.

Состоит из полированной воронки, пакера-подвески, якорного узла, в состав включается установочный инструмент.

Поставляется с пробкой подвесной и активационным шаром.

Полированная воронка служит для установки стингера и его герметизации. Герметизация стингера в полированной воронке должна выполняться осевым перемещением, без вращения лифта ГРП в любых направлениях. Стингер в комплексе с полированной воронкой должен обеспечивать герметичность трубного и затрубного пространства при производстве МГРП, включая ГВЗ.

В случае негерметичности пакер-подвески, негерметичность устраняется ремонтным пакером со стингером.

**Таблица 86**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Подвесное устройство (якоря) | Однонаправленные / двунаправленные **(изменяемое поле)** | | | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и/или разъединение при СПО пакер-подвески | Да | | | |
|  | Конструкция пакер-подвески | Защищенная, исключающая нештатную активацию | | | |
|  | Способ срыва якорей подвесного устройства | Для однонаправленных: осевая натяжка бурильной колонны.  Для двунаправленных: возможность извлечения специальным инструментом или осевой натяжкой | | | |
|  | Способ якорения пакер-подвески хвостовика в ЭК | Созданием избыточного давления внутри хвостовика/ Созданием избыточного давления внутри хвостовика с последующей разгрузкой бурильной колонны | | | |
|  | Наличие гидравлической защиты для подвесного устройства пакер-подвески хвостовика (для скважин с высоким содержанием твердой фазы в буровом растворе) | Да | | | |
|  | Подвесная способность якорей пакер-подвески, не менее, тс | 30 | | | |
|  | Удерживающее усилие якорей пакер-подвески при движении вверх, не менее, тс | 15 | | | |
|  | Давление активации якорного узла, МПа | 12÷14 | | | |
|  | Способ активации пакера пакер-подвески | Разгрузкой бурильной колонны после разъединения | | | |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером пакер-подвески, не менее, МПа | 68,9 | | | |
|  | Усилие активации пакера пакер-подвески, тс (для конструкции с механическим пакером) | 10÷15 | | | |
|  | Давление активации пакера пакер-подвески, МПа (для конструкции с гидравлическим пакером) | 16÷18 | | | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Механический, отворотом вправо до цементирования | | | |
|  | Тип соединения с установочным инструментом | Цанговый | | | |
|  | Конструкция пакер-подвески и установочного инструмента должна сохранять герметичность после разъединения | Да | | | |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | 10÷20 | | | |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м | 3,5 | | | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 101,6 | |
|  | Внутренний проходной диаметр после разъединения с установочным инструментом, не менее, мм | 97 | | 88 | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 | | 146 |
|  | Максимальный наружный диаметр устройства по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) **(изменяемое поле)** | 142  (144) **(изменяемое поле)** | | 122 (124) **(изменяемое поле)** |
|  | **Полированная воронка** |  | | | |
|  | Длина рабочей части полированной воронки, не менее, мм | Для стингера «плавающего» типа – 3000  Для стингера с гидроякорем – 1500 | | | |
|  | Наличие воронки в верхней части | Да | | | |
|  | Шероховатость поверхности внутренней части полированной воронки по ГОСТ 9378-93 (Ra), не более, мкм | 1,6 | | | |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 148 **(изменяемое поле)** | 140 **(изменяемое поле)** | | 120 **(изменяемое поле)** |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 121 **(изменяемое поле)** | 118 **(изменяемое поле)** | | 103 **(изменяемое поле)** |
|  | При выявлении случаев не герметичности стингера Подрядчик предоставляет «полировочный фрез» для зачистки полированной воронки/оправки | \*Да | | | |

*Примечание:\*Тип устройства и характеристики дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком.*

* + 1. ***СТИНГЕР***

Служит для герметичной стыковки колонны НКТ с пакер-подвеской хвостовика. Предназначен для проведения скважинных работ в хвостовике, включая ГВЗ и МГРП.

Поставляется с дополнительным комплектом уплотнительных колец.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

**Таблица 87**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип стингера | «Плавающий стингер» - основной  \*Стингер с применением гидроякоря |
|  | Способ установки, извлечения стингера в/из пакер-подвеску/полированную воронку для обеспечения герметизации | Осевым перемещением.  Не должен предусматривать вращение колонны НКТ |
|  | Осевое усилие установки и извлечения стингера в/из полированной воронки пакер-подвески в условиях стендовых испытаний, не более, тс | 5 |
|  | Исполнение торцевой части | Скошенная (со снятой во внутрь фаской по всей окружности не менее 45 градусов) |
|  | Длина стингера, не менее, мм | «Плавающего» типа – 3000  С гидроякорем – 1500 |
|  | Длина рабочей части «плавающего» стингера, не менее, мм | 2800 |
|  | Способ выравнивания давления «НКТ – затруб», для извлечением стингера после ГРП | \*Нет / Установка клапана выравнивающего **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления, выдерживаемый корпусом и уплотнительным элементом, при установленном в полированную воронку/пакер-подвеску стингере, не менее, МПа | 68,9 |

*Примечание:\* Применение дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком. Тип устройства и характеристики предлагаются Подрядчиком на основе расчётов в ПО перед спуском компоновки заканчивания в скважину.*

Поставляется на условиях аренды, каждый раз перед повторным использованием в условиях сервисной базы проводится комплекс мероприятий по анализу технического состояния стингера и вспомогательных элементов (переводников, воронок и прочего оборудования):

* проверку уплотнительного узла. Обязательно наличие новых уплотнений перед использованием. Наличие дополнительного комплекта ЗИП на случай повторного применения на одной скважине;
* проверка геометрических размеров на соответствие паспортным данным;
* проверка наружной поверхности на внешние повреждения (наличие овальности, задиров) с обязательной зачисткой задиров и визуального контроля их глубины;
* контроль толщины стенки, проверка и замер внутреннего диаметра после применения из каждой скважины (не допускается уменьшение толщины стенки более 0,5 мм);
* проверка на наличие скошенного конца у стингера, для обеспечения свободного захода в оправку пакер-подвески хвостовика (адаптер);
* применение стингера в соответствии с регламентом по эксплуатации производителя, со своевременным ведение паспорта по наработке на отказ, прохождением инструментального контроля и отбраковки.

Максимальный интервал без проведения инструментального контроля не более 2 СПО.

Не допускается применение стингера с объёмом прокаченного проппанта более 2500 тонн или более 5 СПО.

* + 1. ***ЯКОРЬ СТИНГЕРА***

Служит для удержания колонны НКТ и стингера от продольного осевого перемещения во время скважинных работ, включая работы по МГРП и ГВЗ.

Устанавливается в состав колонны НКТ выше стингера.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

Применяется и предоставляется по необходимости и собственными силами Подрядчика, если отсутствует возможность использовать плавающий стингер. Входит в инженерное сопровождение установки, извлечения стингера.

**Таблица 88**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации якоря | Созданием избыточного давления во внутритрубное пространство | | |
|  | Удерживающее усилие от осевого перемещения в Э/К, не менее, тс | 30 | | |
|  | Наличие защиты от попадания проппанта в движущие механизмы якоря при ГРП | Да | | |
|  | Способ деактивации подвижных подпружиненных плашек якоря | Автоматический, после сброса давления до 0 во внутритрубном пространстве | | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 **(изменяемое поле)** | 168 **(изменяемое поле)** | 146 **(изменяемое поле)** |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 148 **(изменяемое поле)** | 140 **(изменяемое поле)** | 120 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ***

Служит для разобщения интервалов ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины. Пакер спускается как часть компоновки нижнего заканчивания скважины между муфтами ГРП **в качестве основного варианта разобщения зон.**

**Таблица 89**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Созданием избыточного давления внутри хвостовика | | | | |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 | | | | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную активацию при спуске и промывке | Да | | | | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114 | | 114/102 | 102 | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола скважины, мм | 155,6 | 152,4 | 142,9 | 126 | 123,8 |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления между разобщенными интервалами 68,9 МПа, не менее, мм | 167 | 165 | 158 | 139 | 136 |
|  | Наружный диаметр пакера, не более, мм | 148 | 146 | 136 | 120 | 118 |
|  | Внутренний проходной диаметр,  не менее, мм | 97 | | 97/88 | 88 | |
|  | Длина пакера, не более, мм | 3000 | | | | |

* + 1. ***ПАКЕР РАЗОБЩАЮЩИЙ НЕФТЕ-ВОДОНАБУХАЮЩИЙ***

Служит для разобщения ГРП и/или неоднородных по ФЕС зон открытого ствола скважины и должен обеспечивать эффективное уплотнение в открытом стволе скважины с высокой кавернозностью. Используется в качестве резервного варианта, в случае если пакер разобщающий гидравлический не способен эффективно разобщать интервал ГРП или зоны неоднородных по ФЕС зон открытого ствола имеют высокую кавернозность.

**Таблица 90**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Помещение пакера в среду набухания | | | | |
|  | Тип пакера | Нефтенабухающий /Водонабухающий/ Комбинированный нефте/водонабухающий **(изменяемое поле)** | | | | |
|  | Рабочая среда | Раствор на углеводородной основе / Раствор на водной основе / Жидкость заканчивания скважин **(изменяемое поле)** | | | | |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 68,9 | | | | |
|  | Время набухания до первого касания стенок скважины, не менее, суток | 6 **(изменяемое поле)** | | | | |
|  | Время набухания до полного уплотнения и обеспечения дифференциального перепада давления 68,9 МПа, не более, суток | 25-55  (в зависимости от фактического диаметра ствола в месте установки пакера) **(изменяемое поле)** | | | | |
|  | Конструктивное исполнение пакера | Вулканизированный на трубе /  Рукавного типа на жестком корде **(изменяемое поле)** | | | | |
|  | Количество уплотнительных элементов пакера | 1 в случае водо- или нефтенабухающего  2 в случае комбинированного водо- и нефтенабухающего | | | | |
|  | Расстояние от нижнего края муфты до верха пакер-элемента, не менее, м | 1,7 | | | | |
|  | Расстояние от нижнего края пакер-элемента до нижней присоединительной резьбы, не менее, м | 1,0 | | | | |
|  | Наличие стопорных колец для защиты эластомера | Да | | | | |
|  | Удерживающее усилие стопорного кольца, не менее, тс | 10 | | | | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 114/101,6 | 101,6 | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола скважины, мм | 155,6 | 152,4 | 142,9 | 126 | 123,8 |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления 68,9 МПа, не менее, мм | 170 | 167 | 164 | 144 | 142 |
|  | Наружный диаметр пакера, не более, мм | 148 | 146 | 136 | 120 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, не менее, мм | 97 | | 97/88 | 88 | |
|  | Длина уплотнительного элемента пакера, мм | 3000 ÷ 4600 | | | | |
|  | Минерализация жидкости активации, г/л | 10÷30 **(изменяемое поле)** | | | | |
|  | Вязкость жидкости активации, сП | 2 | | | | |

* + 1. ***ПАКЕР МАНЖЕТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ***

Служит для предотвращения воздействия избыточного гидростатического давления в затрубном пространстве открытого ствола и попадания цементного раствора в нижележащий продуктивный интервал. Должен обеспечивать надежную герметичную перемычку в заколонном/затрубном пространстве над продуктивным интервалом скважины, включая наличие в интервале установки пакера каверн и неровностей ствола скважины.

Устанавливается в составе хвостовика/колонны выше шламоулавливающего устройства.

**Таблица 91**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ активации пакера | Созданием избыточного давления внутри хвостовика | | | | |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером, не менее, МПа | 35 | | | | |
|  | Внутреннее давление, выдерживаемое пакером, не менее, МПа | 68,9 | | | | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную активацию при спуске и промывке | Да | | | | |
|  | Наличие механизма, предотвращающего попадание цементного раствора ниже пакера через внутритрубное пространство | Да | | | | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 114/101,6 | 101,6 | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола скважины, мм | 155,6 | 152,4 | 142,9 | 126 | 123,8 |
|  | Диаметр открытого ствола, в котором пакер сохраняет способность выдерживать перепад давления между разобщенными интервалами 35 МПа, не менее, мм | 167 | 165 | 158 | 139 | 136 |
|  | Наружный диаметр пакера (не более), мм | 148 | 146 | 136 | 120 | 118 |
|  | Внутренний проходной диаметр,  не менее, мм | 97 | | 97/88 | 88 | |
|  | Длина пакера, не более, мм | 3000 | | | | |

* + 1. ***МУФТА ГРП, АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между пакерами для разделения интервалов ГРП.

Поставляется в комплекте с активационным шаром, диаметр которого соответствует диаметру седла стадии ГРП.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на муфту ГРП.

Минимальный внутренний диаметр седла муфты должен быть на 3 мм больше промывочной насадки, спускаемой на ГНКТ.

**Таблица 92**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | Нет | | |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты должна позволять настраивать давление открытия в диапазоне от 20 до 35 **(изменяемое поле)** | | |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на максимальном давлении 35 МПа с температурой, % | 100 | | |
|  | Наличие фиксатора у подвижного цилиндра после открытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да | | |
|  | Материал седла | Легко разбуриваемый металл | | |
|  | Проходной диаметр седла | Должен обеспечивать доступ ГНКТ в область гидравлической муфты для вымыва проппанта | | |
|  | Минимальная разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, мм | 0,5 **(изменяемое поле)** | | |
|  | Конструкция седла, исключающая проворот при разбуривании | Да | | |
|  | Время разбуривания седла муфты, не более, час | 0,5 | | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола, мм | 152,4; 155,6 | 142,9 | 123,8; 126 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 146 | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 | 97/88 | 88 |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 7400 | 7400/6200 | 6200 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 | | |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 | | |

* + 1. ***МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП.

Устанавливается в компоновку хвостовика в интервале проведения первой стадии ГРП, между муфтой активационной и пакером.

**Таблица 93**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | Нет | | |
|  | Способ первоначального открытия | Созданием избыточного давления внутри хвостовика | | |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты должна позволять настраивать давление открытия в диапазоне от 20 до 35 | | |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на максимальном давлении 35МПа с температурой, % | 100 | | |
|  | Наличие фиксатора у подвижного цилиндра циркуляционных окон после открытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да | | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола, мм | 152,4; 155,6 | 142,9 | 123,8; 126 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 146 | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 114,3/101,6 | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 95 | 95/86 | 88 |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 7400 | 7400/6200 | 6200 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 | | |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 | | |
|  | Компенсационные отверстия в гидравлической муфте | Наличие не менее 4 отверстий диаметром от 4 до 7 мм каждое | | |

* + 1. ***МУФТА ПОСАДОЧНАЯ***

Служит для посадки и фиксации тандема подвесной и продавочной пробок.

Устанавливается в компоновку хвостовика после муфты активационной на расстоянии одной обсадной трубы.

**Таблица 94**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Муфта посадочная разбуриваемая | Да | |
|  | Материал изготовления внутренних деталей | Легко разбуриваемый металл | |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 | |
|  | Наличие фиксатора для удержания шара / пробки | Да | |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 | 88 |
|  | Длина, не более, мм | 1000 | |

* + 1. ***МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ***

Служит для активации подвески хвостовика и элементов, входящих в компоновку заканчивания, путем создания внутритрубного давления.

Устанавливается в компоновку хвостовика на расстоянии не менее одной обсадной трубы над обратным клапаном.

**Таблица 95**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Муфта активационная разбуриваемая | Нет | |
|  | Имеет механизм фиксации подвижной закрывающей втулки | Да | |
|  | Функция, исключающая закрытие муфты при спуске и промывке | Да | |
|  | Функция, позволяющая произвести аварийную активацию шаром большего диаметра | Да | |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 380 | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 90 **(изменяемое поле)** | 80 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1000 | |

* + 1. ***МУФТА ЦИРКУЛЯЦИОННАЯ***

Служит для посадки и фиксации шара, для открытия муфты цементировочной, а также для предотвращения проникновения цементного раствора в «нижнюю» часть хвостовика.

Устанавливается в компоновку хвостовика под муфтой цементировочной.

**Таблица 96**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Муфта циркуляционная разбуриваемая | Да | |
|  | Материал изготовления внутренних деталей | Легко разбуриваемый металл | |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 | |
|  | Давление открытия промывочных окон, МПа | на 20% ниже давления открытия муфты цементировочной | |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 | 88 |
|  | Длина, не более, мм | 1000 | |

* + 1. ***МУФТА СТУПЕНЧАТОГО ЦЕМЕНТИРОВОЧНАЯ***

МСЦ предназначена для выполнения работ по цементированию обсадной колонны и/или хвостовика. Исключает обратный переток цементного раствора из затрубного пространства внутрь хвостовика.

Устанавливается выше пакера манжетного цементирования.

Поставляется в комплекте с пробкой продавочной, активационным шаром.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на МСЦ.

**Таблица 97**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Муфта ступенчатого цементировочная разбуриваемая | Да | |
|  | Материал изготовления внутренних деталей | Легко разбуриваемый металл | |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 1 | |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1500 | |
|  | Эквивалентный диаметр одного циркуляционного отверстия, не менее, мм | 10 | |
|  | Давление открытия цементировочных окон, МПа | 18÷20 | |
|  | Механизм закрытия после продавки цемента | Исключает движение цементного раствора из затрубного пространства обратно в хвостовик, даже в случае отсутствия давления «Стоп» | |
|  | Наличие фиксатора, исключающего повторное открытие при наборе давления во внутритрубное пространство, нормализации | Да | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 | 118 |
| Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 | 88 |
|  | Длина, не более, мм | 1000 | |

* + 1. ***ШЛАМОУЛАВЛИВАЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО***

Служит для активации МСЦ и пакера манжетного цементирования, для улавливания и перемалывания крупных частей разбуриваемых элементов во время нормализации выше устройства. Обеспечивает качественное измельчение всех разбуриваемых деталей, включая внутренние части самого устройства, а также исключения падения разбуриваемых частей в хвостовик.

Устанавливается в компоновку хвостовика под пакером манжетного цементирования. Поставляется в комплекте с шаром.

**Таблица 98**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
|
|  | Шламоулавливающее устройство разбуриваемое | Да | |
|  | Материал изготовления внутренних деталей | Легко разбуриваемый металл | |
|  | Время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час | 0,5 | |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 | 88 |

* + 1. ***КЛАПАН ОБРАТНЫЙ***

Служит для предотвращения самозаполнения хвостовика буровым раствором при спуске, а также для изоляции внутритрубного пространства хвостовика в случае возникновения ГНВП.

Устанавливается после башмака.

**Таблица 99**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  | Особенности конструкции | С подпружиненным элементом | |
|  | Выдерживаемый клапаном перепад давления, снизу вверх, не менее, МПа | 35 | |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции, не менее, мм2 | 1000 | |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Длина клапана, не более, мм | 500 | |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ***

Служит для направления хвостовика в протяженном открытом стволе скважины в процессе спуска. Эксцентричное исполнение направляющей части, с функцией вращения под действием осевой сжимающей нагрузки, без вызова циркуляции, помогает преодолевать уступы и каверны в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика.

**Таблица 100**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 | |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 | |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1000 | |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Наружный диаметр башмака, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 **(изменяемое поле)** | 85 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина, не более, мм | 1000 | |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ***

Поставляется и устанавливается по требованию Функционального заказчика***.***

Служит для направления хвостовика в протяженном и осложненном открытом стволе скважины в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика. В конструкцию входит храповый/байонетный механизм, позволяющий при осевой сжимающей нагрузке, производить вращение его наконечника на определенный угол.

**Таблица 101**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  | Способ проворота направляющей части | Созданием осевой сжимающей нагрузки на направляющую часть башмака | |
|  | Особенности конструкции | Вращение направляющей части должно осуществляться с осевым перемещением, без вызова циркуляции | |
|  | Наличие возвратной пружины | Да | |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 | |
|  | Исполнение направляющей части | С закруглением в одну сторону (эксцентричное) | |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 | |
|  | Угол проворота направляющей части, без включения циркуляции, за одно возвратно-поступательное движение обсадной колонны, град. | 22,5 ÷ 90 | |
|  | Минимальное количество промывочных отверстий, шт. | 2 | |
|  | Расположение промывочных отверстий | В центре и сбоку | |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 | |
|  | Общая площадь циркуляционных отверстий, не менее, мм2 | 1500 | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 **(изменяемое поле)** | 85 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ***

Служит для снижения риска возникновения дифференциального прихвата в открытом стволе, а также для обеспечения равномерного кольцевого зазора в интервале цементирования. Центраторы и стопорные кольца устанавливаются на обсадные трубы. Стопорные кольца препятствуют осевому перемещению центратора по обсадной трубе и нарушению плановой степени центрирования обсадной трубы.

Поставляются в количестве, которое определяется на основе собственного специального программного обеспечения Подрядчика.

Центраторы и стопорные кольца должны быть предоставлены для 114,3 и 101,6 мм **(изменяемое поле)** обсадной трубы в количестве, обеспечивающем степень центрирования (в месте максимального прогиба обсадной трубы между центраторами), в интервале цементирования не менее 70%, в интервале без цементирования не менее 20%.

Центратор с двух сторон крепится стопорными кольцами. Продольное перемещение центратора между закрепленными кольцами должно быть не менее 100 мм и не более 200 мм. Центратор должен свободно вращаться на обсадной трубе.

Сварной шов (при наличии) на центраторе и фиксирующие штифты после установки на базовую трубу должны выступать над внешней поверхностью центратора и стопорного кольца не более, чем на 1 мм.

**Таблица 102**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Конструкция центратора и стопорного кольца | Из цельного отрезка трубы или из цельного листа металла.  Скрепление ответных концов цельного листа металла при сборке в кольцо, должно быть произведено по технологии для данного типа стали. Для скрепления допускается дуговая сварка, наплавка. Недопустимо применение клепок, точечной сварки и болтовых соединений | |
|  | Формованный или скругленный профиль рессоры в поперечном сечении. Прямой профиль рессоры не допускается.  (пример на Рисунке ниже) | Да | |
|  | Материал центратора | Сталь с упругими (пружинными) свойствами | |
|  | Твердость материала центратора по Роквеллу, HRC | 35÷42 | |
|  | Количество рессор, шт. | 6 | |
|  | Длина центратора, не менее, мм | 300 | |
|  | Наружный диаметр центратора по рессорам/ допуск | Должен быть равен номинальному диаметру открытого ствола по долоту /  (допуск + 3 мм) | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний диаметр центратора и стопорного кольца, мм | 117÷119 | 104÷106 |
|  | Пусковое усилие центратора, не более, кгс | 25 | |
|  | Восстанавливающее усилие при степени центрирования 67 %, согласно ISO 10427-1, кгс | 263÷526 | 184÷368 |
|  | Уменьшение внешнего диаметра центратора по рессорам после испытаний согласно ISO-10427-1, не более, % | 2 | |
|  | Внешний диаметр стопорного кольца, не более/допуск, мм | 127/  (допуск +2 мм) | 114/  (допуск +2 мм) |
|  | Минимальное количество удерживающих штифтов в стопорном кольце, шт. | 6 | |
|  | Удерживающее усилие стопорного кольца при испытании по стандарту ISO 10427-2, не менее, тс | 5,5 | |

* + 1. ***ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ***

Служит для разделения продавочной жидкости и цементного раствора, при продавке по бурильной/эксплуатационной колонне, а также качественной очистки стенок бурильных труб от цементного раствора.

Устанавливается в цементировочную головку перед цементированием.

В горизонтальном положении пробка должна быть сбалансирована, т.е. наконечник пробки не должен перевешивать манжетную часть.

**Таблица 103**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Конструкция | Составная / Литая на одном стержне **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса | Легко разбуриваемый металл |
|  | Наличие фиксатора для надежной установки в подвесной пробке | Да |
|  | Длина, мм | 250÷350 |
|  | Перепад давления выдерживаемый устройством после фиксации в подвесной пробке в прямом и обратном направлении, не менее МПа | 25 |
|  | Количество манжет, не менее, шт. | 4 |

* + 1. ***ПРОБКА ПОДВЕСНАЯ***

Служит для посадки продавочной пробки и разделения продавочной жидкости от цементного раствора, при продавке по хвостовику, а также для качественной очистки стенок хвостовика от цемента.

Поставляется совместно с установочным инструментом пакер-подвески.

В горизонтальном положении пробка должна быть сбалансирована, т.е. наконечник пробки не должен перевешивать манжетную часть.

**Таблица 104**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Материал корпуса | Легко разбуриваемый металл |
|  | Наличие фиксатора для надежной установки в муфте посадочной | Да |
|  | Длина, мм | 350÷500 |
|  | Перепад давления выдерживаемый устройством после фиксации в муфте посадочной в прямом и обратном направлении, не менее МПа | 25 |
|  | Внутренний диаметр должен обеспечивать прохождение шара, предназначенного для активации якоря пакер-подвески | Да |
|  | Количество манжет, не менее, шт. | 4 |

* + 1. ***ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Поставляются в соответствии с типоразмером требуемой муфты ГРП активируемой шаром.

Максимальный диаметр шаров должен выбираться из условия прохождения внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

**Таблица 105**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип шара основной / резервный | Растворимый / композитный  (композитный предоставляется в случае отказа Функционального заказчика использовать растворимый) |
|  | Разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, не менее, мм | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Выдерживаемый шаром перепад давления в седле муфты, не менее, МПа | 68,9 |

* + 1. ***ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП, и успешного выполнения требуемой стадии ГРП, должен растворяться/разлагаться после контакта со скважинной средой перед началом эксплуатации скважины.

**Таблица 106**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Скважинная среда растворения шара | Гель на основе гуара, скважинный флюид,  остатки бурового раствора, жидкость заканчивания **(изменяемое поле)** |
|  | Материал шара | Растворимый металл |
|  | Время, в течение которого шар в седле выдерживает процесс производства ГРП, часов | 24 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через посадочное седло, часов | 36 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через все посадочные седла в компоновке,  не более, часов | 54 **(изменяемое поле)** |
|  | Время растворения шара на 90% от начальной массы, не более, часов | 100 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП и успешного выполнения требуемой стадии ГРП. Должен разбуриваться (фрезероваться) перед началом эксплуатации скважины, либо выносится на поверхность при освоении или в начальный период добычи.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на шар.

**Таблица 107**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|  | Разбуривание фрезом/долотом | Да |
|  | Время разбуривания/фрезерования шара, не более, час | 0,5 |

* + 1. ***ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК***

Служит для «подгонки» интервалов фактического расположения элементов хвостовика (муфт ГРП, пакеров разобщающих и др.) в плановых интервалах расстановки оборудования согласно меры оборудования заканчивания.

Соответствует ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT.

**Таблица 108**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
|  | Длина подгоночного патрубка, м | 1, 2; 3; 4; 5 **(изменяемое поле)** | |
|  | Материал корпуса патрубка, сталь группы прочности, не менее | P-110 / М | |
|  | Внешний диаметр по корпусу, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 97 | 88 |

* + 1. ***РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР***

Служит для ликвидации не герметичности пакер-подвески хвостовика.

Устанавливается в полированную воронку над пакер-подвеской хвостовика. Должен герметично стыковаться через полированную воронку с пакер-подвеской хвостовика и выдерживать процесс ГРП. Учитывает дополнительную выталкивающую силу при проведении ГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Срок предоставления, количество и тип применяемой колонны НКТ для спуска согласовываются с Функциональным заказчиком в письменном виде до осуществления поставки.

**Таблица 109**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый ремонтным пакером, не менее, МПа | 68,9 | | | |
|  | Перепад давления, выдерживаемый узлом стыковки с пакер-подвеской, не менее, МПа | 68,9 | | | |
|  | Пакер извлекаемый | Да | | | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО ремонтного пакера | Да | | | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента | Гидравлический/ натяжением | | | |
|  | Давление разъединения (для гидравлического способа), МПа | 20÷25 | | | |
|  | Осевое усилие наверх для разъединения (для способа, натяжением), не более, тс | 15 | | | |
|  | Удерживающее усилие якорей от движения вверх и вниз при ГВЗ, не менее, тс | 20 | | | |
|  | Способ обеспечения герметизации со стингером | Полированная воронка | | | |
|  | Способ обеспечения герметизации с пакер-подвеской/полированной воронкой нижнего пакера | Стингер | | | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 101,6 | |
| Внутренний проходной диаметр без установочного инструмента, не менее, мм | 97 | | 88 | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 | | 146 |
|  | Максимальный наружный диаметр устройства по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) | 142 (144) | | 1. 24) |

* 1. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КОМПОНОВКЕ «ШАРЫ И МУФТЫ» СО СПЛОШНЫМ ЦЕМЕНТИРОВАНИЕМ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ КОЛОННАМИ 178 ММ, 168 ММ, 146 ММ И ХВОСТОВИКАМИ ДИАМЕТРОМ 114 ММ, 102 ММ

В разделе 4.7. представлено оборудование заканчивания наклонно-направленных скважин 178 (168) / 114; 168 (146) /102 **(изменяемое поле)** с горизонтальным окончанием, хвостовиками со сплошным цементированием, муфтами и шарами для проведения многостадийного ГРП при реконструкции скважин методом ЗБС.

В Таблицах 110-129 представлены требования к элементам оборудования, из которых вид компоновок.

* + 1. ***ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ КО ВСЕМУ ОБОРУДОВАНИЮ***

**Таблица 110**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Допустимая осевая растягивающая нагрузка, не менее, т | 87,5 без учета КЗП,  70 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Допустимая осевая сжимающая нагрузка с учетом, не менее, т | 62,5 без учета КЗП,  50 с учетом КЗП 1,25 |
|  | Дифференциальный перепад давления, выдерживаемый оборудованием, не менее, МПа | 68,9 |
|  | Тип присоединительной резьбы | Должен соответствовать типу резьбы обсадной трубы хвостовика / бурильной трубы / НКТ, согласно назначения изделия |
|  | Сохранение работоспособности в интервале скважины с зенитным углом от 0 до 95 градусов | Да |
|  | Срок эксплуатации скважины, в том числе оборудования хвостовика, лет | 25 |
|  | Гарантийный срок работоспособности спущенного оборудования, лет | 3 |
|  | Порядок активации оборудования | * Якорный узел пакер-подвески; * разъединение от пакер-подвески с сохранением герметичности; * муфта активационная (восстановление циркуляции); * цементирование; * пакер пакер-подвески подвески хвостовика |
|  | Оборудование должно позволять осуществлять промывку раствором, с объемным содержанием песка 2-4 %, в течение 24 часов, с расходом,  не менее 12 л/с | Да |
|  | Наличие паспортов на каждый узел компоновки заканчивания | Да |
|  | Наличие протоколов стендовых испытаний на каждый узел компоновки заканчивания | \*Да |
|  | Максимальная погрешность давления среза штифтов для активации узлов компоновки, % | 5 |
|  | Отсутствие выступающих частей (штифтов, крепёжных винтов, сварочных швов) на спускаемом оборудовании | Да |
|  | Металл и РТИ, входящие в изделие, устойчивы к воздействию кислоты (12% HCl) в течение 3-х часов **(изменяемое поле)** | Да/Нет **(изменяемое поле)** |

*Примечание:\* Согласно разделу 5 настоящих Типовых требований.*

* + 1. ***УСТАНОВОЧНЫЙ ИНСТРУМЕНТ***

Служит для удержания на весу и безопасного спуска или подъема хвостовика, активации и установки пакер-подвески, а также планового разъединения от пакер-подвески хвостовика, в т.ч. до начала цементирования. Включается в состав компоновки хвостовика между бурильной трубой и пакер-подвеской хвостовика. Является извлекаемой частью пакер-подвески.

Поставляется в сборе с полированной воронкой и пакер-подвеской хвостовика. По требованию Функционального заказчика поставляется новым на каждую скважину.

**Таблица 111**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Механический, отворотом вправо до цементирования |
|  | Имеет защиту от попадания механических примесей в узел разъединения (шламозащита) | Да |
|  | Наличие у механизма разъединения плавающей гайки | Да |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | 10÷20 |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м | 3,5 |
|  | Внешний диаметр, не более | Внешнего диаметра пакер-подвески |

Установочный инструмент входит в стоимость оборудования заканчивания, инженерного сопровождения по монтажу, СПО, активации и разъединения от пакер-подвески, может предоставляться в аренду и вывозится с кустовой площадки Подрядчиком самостоятельно.

Установочный инструмент должен:

* обеспечить изоляцию давления между узлами с целью разобщения трубного и затрубного пространства при СПО, активации и после разъединения (с целью опрессовки пакер-подвески по затрубному пространству без давления в трубное пространство);
* иметь единственный механизм разъединения от пакер-подвески – отворот вправо;
* иметь передачу крутящего момента от бурильной трубы компоновке хвостовика при вращении во время цементирования;
* иметь резьбовые соединения, соответствующие бурильной колонне и пакер-подвеске хвостовика;
* иметь паспорт с наработкой на отказ.

Установочный инструмент применяется в соответствии с регламентом по эксплуатации Производителя, с фиксацией наработки на отказ и своевременной отбраковки. После каждого второго СПО установочный инструмент, за счёт собственных средств Подрядчика по заканчиванию подвергается инструментальной диагностике.

Установочный инструмент после каждого применения в скважине Подрядчиком по заканчиванию вывозиться на сервисную базу и полностью разбирается. Дефектные детали бракуются, а в процессе сборки выполняется полная замена комплекта ЗИП. Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО. При СПО в скважину с разгрузкой до 0 (не штатной работы), инструментальную диагностику выполнять после каждого СПО.

* + 1. ***ПАКЕР-ПОДВЕСКА ХВОСТОВИКА С ПОЛИРОВАННОЙ ВОРОНКОЙ***

Служит для якорения хвостовика в эксплуатационной колонне на заданной глубине герметизации затрубного пространства между хвостовиком и эксплуатационной колонной, для стыковки стингера и выполнения скважинных работ в хвостовике. Исключает осевое перемещение хвостовика после установки, включая работы по ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика между бурильной колонной и хвостовиком.

Состоит из полированной воронки, пакера-подвески, якорного узла, в состав включается установочный инструмент.

Поставляется с пробкой подвесной и активационным шаром.

Полированная воронка служит для установки стингера и его герметизации. Герметизация стингера в полированной воронке должна выполняться осевым перемещением, без вращения лифта ГРП в любых направлениях. Стингер в комплексе с полированной воронкой должен обеспечивать герметичность трубного и затрубного пространства при производстве МГРП, включая ГВЗ.

В случае негерметичности пакер-подвески, негерметичность устраняется ремонтным пакером со стингером.

**Таблица 112**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  | Подвесное устройство (якоря) | Однонаправленные / двунаправленные **(изменяемое поле)** | | | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО пакер-подвески | Да | | | |
|  | Конструкция пакер-подвески | Защищенная, исключающая нештатную активацию | | | |
|  | Способ срыва якорей подвесного устройства | Для однонаправленных: осевая натяжка бурильной колонны.  Для двунаправленных: возможность извлечения специальным инструментом или осевой натяжкой | | | |
|  | Способ якорения пакер-подвески хвостовика в ЭК | Созданием избыточного давления внутри хвостовика / Созданием избыточного давления внутри хвостовика с последующей разгрузкой бурильной колонны | | | |
|  | Наличие гидравлической защиты для подвесного устройства пакер-подвески хвостовика (для скважин с высоким содержанием твердой фазы в буровом растворе) | Да | | | |
|  | Подвесная способность якорей пакер-подвески, не менее, тс | 30 | | | |
|  | Удерживающее усилие якорей пакер-подвески при движении вверх, не менее, тс | 15 | | | |
|  | Давление активации якорного узла, МПа | 12÷14 | | | |
|  | Способ активации пакера пакер-подвески | Созданием избыточного давления внутри хвостовика или разгрузкой бурильной колонны после разъединения | | | |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый пакером пакер-подвески, не менее, МПа | 68,9 | | | |
|  | Давление активации пакера пакер-подвески, МПа (для конструкции с гидравлическим пакером) | 16÷18 | | | |
|  | Усилие активации пакера пакер-подвески, тс (для конструкции с механическим пакером) | 10÷15 | | | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | Механический, отворотом вправо до цементирования | | | |
|  | Тип соединения с установочным инструментом | Цанговый | | | |
|  | Конструкция пакер-подвески и установочного инструмента должна сохранять герметичность после разъединения | Да | | | |
|  | Количество оборотов вправо, необходимое для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески | 10÷20 | | | |
|  | Максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента от пакер-подвески путём отворота вправо, кН х м | 3,5 | | | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 101,6 | |
|  | Внутренний проходной диаметр после разъединения с установочным инструментом, не менее, мм | 97 | | 88 | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 | | 146 |
|  | Максимальный наружный диаметр устройства по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) | 142 (144) | | 122 (124) |
|  | **Полированная воронка** |  | | | |
|  | Длина рабочей части полированной воронки, не менее, мм | Для стингера «плавающего» типа – 3000  Для стингера с гидроякорем – 1500 | | | |
|  | Наличие воронки в верхней части | Да | | | |
|  | Шероховатость поверхности внутренней части полированной воронки по ГОСТ 9378-93 (Ra), не более, мкм | 1,6 | | | |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 148 **(изменяемое поле)** | 140 **(изменяемое поле)** | | 120 **(изменяемое поле)** |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 121 **(изменяемое поле)** | 118 **(изменяемое поле)** | | 103 **(изменяемое поле)** |
|  | При выявлении случаев не герметичности стингера Подрядчик предоставляет «полировочный фрез» для зачистки полированной воронки/оправки | \*Да | | | |

*Примечание:\*Тип устройства и характеристики дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком.*

* + 1. ***СТИНГЕР***

Служит для герметичной стыковки колонны НКТ с пакер-подвеской хвостовика. Предназначен для проведения скважинных работ в хвостовике, включая ГВЗ и МГРП.

Поставляется с дополнительным комплектом уплотнительных колец.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

**Таблица 113**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Тип стингера | «Плавающий стингер» - основной  \*Стингер с применением гидроякоря |
|  | Способ установки, извлечения стингера в/из пакер-подвеску/полированную воронку для обеспечения герметизации | Осевым перемещением.  Не должен предусматривать вращение колонны НКТ |
|  | Осевое усилие установки и извлечения стингера в/из полированной воронки пакер-подвески в условиях стендовых испытаний, не более, тс | 5 |
|  | Исполнение торцевой части | Скошенная (со снятой во внутрь фаской по всей окружности не менее 45 градусов) |
|  | Длина стингера, не менее, мм | «Плавающего» типа – 3000  С гидроякорем – 1500 |
|  | Длина рабочей части «плавающего» стингера, не менее, мм | 2800 |
|  | Способ выравнивания давления «НКТ – затруб», для извлечения стингера после ГРП | \*Нет / Установка клапана выравнивающего **(изменяемое поле)** |
|  | Перепад давления, выдерживаемый корпусом и уплотнительным элементом, при установленном в полированную воронку/пакер-подвеску стингере, не менее, МПа | 68,9 |

*Примечание:\*Применение дополнительно согласовываются с Функциональным заказчиком. Тип устройства и характеристики предлагаются Подрядчиком на основе расчётов в ПО Подрядчика перед спуском компоновки заканчивания в скважину.*

Поставляется на условиях аренды, каждый раз перед повторным использованием в условиях сервисной базы проводится комплекс мероприятий по анализу технического состояния стингера и вспомогательных элементов (переводников, воронок и прочего оборудования):

* + проверку уплотнительного узла. Обязательно наличие новых уплотнений перед использованием. Наличие дополнительного комплекта ЗИП на случай повторного применения на одной скважине;
  + проверка геометрических размеров на соответствие паспортным данным;
  + проверка наружной поверхности на внешние повреждения (наличие овальности, задиров) с обязательной зачисткой задиров и визуального контроля их глубины;
  + контроль толщины стенки, проверка и замер внутреннего диаметра после применения из каждой скважины (не допускается уменьшение толщины стенки более 0,5 мм);
  + проверка на наличие скошенного конца у стингера, для обеспечения свободного захода в оправку пакер-подвески хвостовика (адаптер);
  + применение стингера в соответствии с регламентом по эксплуатации производителя, со своевременным ведением паспорта по наработке на отказ, прохождением инструментальной диагностики и отбраковки.

Максимальный интервал без проведения инструментальной диагностики не более 2 СПО. Не допускается применение стингера с объёмом прокаченного проппанта более 2500 тонн или более 5 СПО.

* + 1. ***ЯКОРЬ СТИНГЕРА***

Служит для удержания колонны НКТ и стингера от продольного осевого перемещения во время скважинных работ, включая работы по МГРП и ГВЗ.

Устанавливается в состав колонны НКТ выше стингера.

Внутренний проходной диаметр должен обеспечивать прохождение насадки на ГНКТ и всех шаров для активации муфт ГРП.

Применяется и предоставляется Подрядчиком, если отсутствует возможность использовать плавающий стингер. Не оплачивается. Входит в инженерное сопровождение установки, извлечения стингера.

**Таблица 114**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | |
|
|  | Способ активации якоря | Созданием избыточного давления во внутритрубное пространство | | |
|  | Удерживающее усилие от осевого перемещения в Э/К, не менее, тс | 30 | | |
|  | Наличие защиты от попадания проппанта в движущие механизмы якоря при ГРП | Да | | |
|  | Способ деактивации подвижных подпружиненных плашек якоря | Автоматический, после сброса давления до 0 во внутритрубном пространстве | | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 **(изменяемое поле)** | 168 **(изменяемое поле)** | 146 **(изменяемое поле)** |
|  | Внешний диаметр, не более, мм | 148 **(изменяемое поле)** | 140 **(изменяемое поле)** | 120 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***МУФТА ГРП АКТИВИРУЕМАЯ ШАРОМ, ЦЕМЕНТИРУЕМАЯ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП. Устанавливается в компоновку хвостовика.

Поставляется в комплекте с активационным шаром, диаметр которого соответствует диаметру седла стадии ГРП.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на муфту ГРП.

Минимальный внутренний диаметр седла муфты должен быть на 3 мм больше промывочной насадки, спускаемой на ГНКТ.

**Таблица 115**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | Нет | | |
|  | Конструктивное исполнение системы седло-шар | Возможность сплошного цементирования муфты и прохождения через нее тандема цементировочных пробок | | |
|  | Наличие покрытия внутренней части муфты, уменьшающую адгезию между цементом и металлом | Да | | |
|  | Наличие зашиты циркуляционных окон с внешней стороны от попадания цементного раствора | Да | | |
|  | Давление открытия муфты, МПа | Конструкция муфты должна позволять настраивать давление открытия в диапазоне от 20 до 35 **(изменяемое поле)** | | |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на давлении 35МПа с температурой, % | 100 | | |
|  | Наличие фиксатора у подвижного цилиндра после открытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да | | |
|  | Материал седла | Легко разбуриваемый металл | | |
|  | Проходной диаметр седла | Должен обеспечивать доступ ГНКТ в область гидравлической муфты для вымыва проппанта;  Должен обеспечивать возможность прохождения тандема пробок в процессе цементирования. | | |
|  | Минимальная разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, мм | 0,5 **(изменяемое поле)** | | |
|  | Конструкция седла, исключающая проворот при разбуривании | Да | | |
|  | Время разбуривания седла муфты, не более, часа | 0,5 | | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола, мм | 152,4; 155,6 | 142,9-146 | 123,8; 126 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 146 | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 97 | 97/88 | 88 |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 7400 | 7400/6200 | 6200 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 | | |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 | | |
|  | Максимальный перепад давления при прохождении продавочной и/или подвесной пробок через седло, не более, МПа | 2 | | |

* + 1. ***МУФТА ГРП ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ, ЦЕМЕНТИРУЕМАЯ***

Служит для обеспечения гидродинамической связи хвостовик-продуктивный пласт при ГРП.

Устанавливается в компоновку хвостовика в интервале проведения первой стадии ГРП, между муфтой активационной и муфтой ГРП активируемой шаром.

**Таблица 116**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Возможность многоразового открытия/закрытия | Нет | | |
|  | Способ открытия | Созданием избыточного давления внутри хвостовика | | |
|  | Конструктивное исполнение | Возможность сплошного цементирования муфты и прохождения через нее тандема цементировочных пробок | | |
|  | Наличие покрытия внутренней части муфты, уменьшающую адгезию между цементом и металлом | Да | | |
|  | Давление открытия муфты, МПа | От абсолютного давления. Конструкция муфты должна позволять настраивать абсолютное давление открытия в диапазоне от 65 до 95 **(изменяемое поле)** | | |
|  | Открытие технологических отверстий при испытании на давлении 65 МПа с температурой, % | 100 | | |
|  | Наличие фиксатора у подвижного цилиндра циркуляционных окон после открытия муфты, в том числе при эксплуатации скважины и ГРП | Да | | |
|  | Номинальный диаметр открытого ствола, мм | 152,4; 155,6 | 142,9-146 | 123,8; 126 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 146 | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 114,3/101,6 | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 88 | 88/77 | 77 |
|  | Открытая площадь сечения технологических отверстий, не менее, мм2 | 7400 | 7400/6200 | 6200 |
|  | Эквивалентный диаметр одного технологического отверстия, не менее, мм | 20 | | |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1750 | | |
|  | Максимальный перепад давления при прохождении продавочной и/или подвесной пробок через муфту, не более, МПа | 2 | | |

* + 1. ***МУФТА ПОСАДОЧНАЯ***

Служит для посадки и фиксации тандема подвесной и продавочной пробок.

Устанавливается в компоновку хвостовика после муфты активационной на расстоянии одной обсадной трубы.

**Таблица 117**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Наличие фиксатора для удержания тандема пробок | Да | |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний проходной диаметр после разбуривания, не менее, мм | 88 **(изменяемое поле)** | 77 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина, не более, мм | 1000 | |

* + 1. ***МУФТА АКТИВАЦИОННАЯ***

Служит для активации подвески хвостовика и элементов, входящих в компоновку заканчивания, путем создания внутритрубного давления, а в случае с цементируемым хвостовиком должна обеспечивать возможность восстановления циркуляции для проведения сплошного цементирования.

Устанавливается в компоновку хвостовика для сплошного цементирования на расстоянии не менее одной обсадной трубы над обратным клапаном. Поставляется в комплекте со срезным седлом.

**Таблица 118**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Наличие срезного седла, позволяющего произвести восстановление циркуляции для дальнейшего сплошного цементирования | Да | |
|  | Имеет механизм фиксации подвижной закрывающей втулки | Да | |
|  | Функция, исключающая закрытие муфты при спуске и промывке | Да | |
|  | Функция, позволяющая произвести аварийную активацию шаром большего диаметра | \*Да | |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции и цементирования, не менее, мм2 | 380 | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Наружный диаметр муфты, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Внутренний проходной диаметр, не менее, мм | 88 **(изменяемое поле)** | 77 **(изменяемое поле)** |
|  | Длина муфты, не более, мм | 1000 | |

*Примечание:\* Резервный шар для активации муфты должен находиться в наличии у инженера по заканчиванию до начала проведения работ по монтажу оборудования заканчивания.*

* + 1. ***КЛАПАН ОБРАТНЫЙ***

Служит для предотвращения самозаполнения хвостовика буровым раствором при спуске, а также для изоляции внутритрубного пространства хвостовика в случае возникновения ГНВП.

Устанавливается после башмака.

**Таблица 119**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  | Особенности конструкции | С подпружиненным элементом | |
|  | Выдерживаемый клапаном перепад давления, снизу вверх, не менее, МПа | 35 | |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции и цементирования, не менее, мм2 | 1000 | |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Длина клапана, не более, мм | 500 | |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ САМООРИЕНТИРУЮЩИЙСЯ***

Служит для направления хвостовика в протяженном открытом стволе скважины в процессе спуска. Эксцентричное исполнение направляющей части, с функцией вращения под действием осевой сжимающей нагрузки, без вызова циркуляции, помогает преодолевать уступы и каверны в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика.

**Таблица 120**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 | |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 | |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции и цементирования, не менее, мм2 | 1000 | |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Наружный диаметр башмака, не более, мм | 136 | 118 |
|  | Длина, не более, мм | 1000 | |

* + 1. ***БАШМАК ВРАЩАЮЩИЙСЯ С ХРАПОВЫМ МЕХАНИЗМОМ***

Служит для направления хвостовика в протяженном и осложненном открытом стволе скважины в процессе спуска.

Устанавливается внизу компоновки хвостовика. В конструкцию входит храповый/байонетный механизм, позволяющий при осевой сжимающей нагрузке, производить вращение его наконечника на определенный угол.

**Таблица 121**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Способ проворота направляющей части | Созданием осевой сжимающей нагрузки на направляющую часть башмака | |
|  | Особенности конструкции | Вращение направляющей части должно осуществляться с осевым перемещением, без вызова циркуляции | |
|  | Наличие возвратной пружины | Да | |
|  | Осевая сжимающая нагрузка, выдерживаемая устройством (в т.ч. торцевой частью (насадкой), с сохранением рабочих характеристик, не менее, т | 25 | |
|  | Исполнение направляющей части | С закруглением в одну сторону (эксцентричное) | |
|  | Угол скошенного конца эксцентричной направляющей части в одну сторону, градусов | 25÷60 | |
|  | Угол проворота направляющей части, без включения циркуляции, за одно возвратно-поступательное движение обсадной колонны, град. | 22,5÷90 | |
|  | Минимальное количество промывочных отверстий, шт. | 2 | |
|  | Расположение промывочных отверстий | В центре и сбоку | |
|  | Диаметр центрального промывочного отверстия, не менее, мм | 25,4 | |
|  | Общая площадь проходного сечения для циркуляции и цементирования, не менее, мм2 | 1500 | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Наружный диаметр, не более, мм | 136 | 118 |

* + 1. ***ЦЕНТРАТОР ЦЕЛЬНЫЙ РЕССОРНЫЙ СО СТОПОРНЫМИ КОЛЬЦАМИ***

Служит для снижения риска возникновения дифференциального прихвата в открытом стволе, а также для обеспечения равномерного кольцевого зазора в интервале цементирования. Центраторы и стопорные кольца устанавливаются на обсадные трубы. Стопорные кольца препятствуют осевому перемещению центратора по обсадной трубе и нарушению плановой степени центрирования обсадной трубы.

Поставляются в количестве, которое определяется на основе собственного специального программного обеспечения Подрядчика.

Центраторы и стопорные кольца должны быть предоставлены для 114,3 и 101,6 мм **(изменяемое поле)** обсадной трубы в количестве, обеспечивающем степень центрирования (в месте максимального прогиба обсадной трубы между центраторами) в интервале цементирования не менее 70%.

Центратор с двух сторон крепится стопорными кольцами. Продольное перемещение центратора между закрепленными кольцами должно быть не менее 100 мм и не более 200 мм. Центратор должен свободно вращаться на обсадной трубе.

Сварной шов (при наличии) на центраторе и фиксирующие штифты после установки на базовую трубу должны выступать над внешней поверхностью центратора и стопорного кольца не более, чем на 1 мм.

**Таблица 122**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Тип центратора | Рессорный дугообразный (без прогиба на планках). | |
|  | Конструкция центратора и стопорного кольца | Из цельного отрезка трубы или из цельного листа металла.  Скрепление ответных концов цельного листа металла при сборке в кольцо, должно быть произведено по технологии для данного типа стали. Для скрепления допускается дуговая сварка, наплавка. Недопустимо применение клепок, точечной сварки и болтовых соединений | |
|  | Формованный или скругленный профиль рессоры в поперечном сечении. Прямой профиль рессоры не допускается.  (пример на Рисунке ниже) | Да | |
|  | Материал центратора | Сталь с упругими (пружинными) свойствами | |
|  | Твердость материала центратора по Роквеллу, HRC | 35÷42 | |
|  | Количество рессор, шт. | 6 | |
|  | Длина центратора, не менее, мм | 300 | |
|  | Наружный диаметр центратора по рессорам/ допуск | Должен быть равен номинальному диаметру открытого ствола по долоту / (допуск + 3 мм) | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний диаметр центратора и стопорного кольца, мм | 117÷119 | 104÷106 |
|  | Пусковое усилие центратора, не более, кгс | 25 | |
|  | Восстанавливающее усилие при степени центрирования 67 %, согласно ISO 10427-1, кгс | 263÷526 | 184÷368 |
|  | Уменьшение внешнего диаметра центратора по рессорам после испытаний согласно ISO-10427-1, не более, % | 2 | |
|  | Внешний диаметр стопорного кольца, не более/допуск, мм | 127/ (допуск +2 мм) | 114/ (допуск +2 мм) |
|  | Минимальное количество удерживающих штифтов в стопорном кольце, шт. | 6 | |
|  | Удерживающее усилие стопорного кольца при испытании по стандарту ISO 10427-2, не менее, тс | 5,5 | |

* + 1. ***ПРОБКА ПРОДАВОЧНАЯ***

Служит для разделения продавочной жидкости и цементного раствора, при продавке по бурильной колонне/эксплуатационной колонне, а также качественной очистки стенок бурильных труб/эксплуатационной колонны от цементного раствора.

Устанавливается в цементировочную головку перед цементированием.

В горизонтальном положении пробка должна быть сбалансирована, т.е. наконечник пробки не должен перевешивать манжетную часть.

**Таблица 123**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Конструкция | Составная / Литая на одном стержне **(изменяемое поле)** |
|  | Материал корпуса | Легко разбуриваемый металл |
|  | Наличие фиксатора для надежной установки в подвесной пробке | Да |
|  | Длина, мм | 250÷350 |
|  | Перепад давления выдерживаемый устройством после фиксации в подвесной пробке в прямом и обратном направлении, не менее МПа | 25 |
|  | Количество манжет, не менее, шт. | 4 |

* + 1. ***ПРОБКА ПОДВЕСНАЯ***

Служит для посадки продавочной пробки и разделения продавочной жидкости от цементного раствора при продавке по хвостовику, а также для качественной очистки стенок хвостовика от цемента.

Поставляется совместно с установочным инструментом пакер-подвески.

В горизонтальном положении пробка должна быть сбалансирована, т.е. наконечник пробки не должен перевешивать манжетную часть.

**Таблица 124**

| № П/П | ПАРАМЕТРЫ | ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА) |
| --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Материал корпуса | Легко разбуриваемый металл |
|  | Наличие фиксатора для надежной установки в муфте посадочной | Да |
|  | Длина, мм | 350÷500 |
|  | Перепад давления выдерживаемый устройством после фиксации в муфте посадочной в прямом и обратном направлении, не менее МПа | 25 |
|  | Внутренний диаметр должен обеспечивать прохождение шара, предназначенного для активации якоря пакер-подвески | Да |
|  | Количество манжет, не менее, шт. | 4 |

* + 1. ***ШАРЫ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП, в процессе производства ГРП.

Поставляются в соответствии с типоразмером требуемой муфты ГРП активируемой шаром.

**Таблица 125**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Тип шара основной / резервный | Растворимый / композитный  (композитный предоставляется в случае отказа Функционального заказчика использовать растворимый) |
|  | Разница между внутренним диаметром седла муфты ГРП и диаметром шара, проходящего через седло и предназначенного для активации нижеустановленной муфты ГРП, не менее, мм | 0,5 **(изменяемое поле)** |
|  | Выдерживаемый шаром перепад давления в седле муфты, не менее, МПа | 68,9 |

Максимальный диаметр шаров должен выбираться из условия прохождения внутренних диаметров устьевой обвязки, колонны НКТ, стингера, хвостовика.

* + 1. ***ШАР РАСТВОРИМЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП, и успешного выполнения требуемой стадии ГРП, должен растворяться/разлагаться после контакта со скважинной средой перед началом эксплуатации скважины.

**Таблица 126**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
|  | Среда растворения | Гель на основе гуара, скважинный флюид,  остатки бурового раствора, жидкость заканчивания **(изменяемое поле)** |
|  | Материал шара | Растворимый металл |
|  | Время, в течение которого шар в седле выдерживает процесс производства ГРП, часов | 24 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через посадочное седло, часов | 36 **(изменяемое поле)** |
|  | Время уменьшения шара до размера, обеспечивающего его свободное прохождение через все посадочные седла в компоновке,  не более, часов | 54 **(изменяемое поле)** |
|  | Время растворения шара на 90% от начальной массы, не более, часов | 100 **(изменяемое поле)** |

* + 1. ***ШАР КОМПОЗИТНЫЙ ДЛЯ АКТИВАЦИИ МУФТ ГРП***

Служат для открытия муфт ГРП и успешного выполнения требуемой стадии ГРП. Должен разбуриваться (фрезероваться) перед началом эксплуатации скважины, либо выносится на поверхность при освоении или в начальный период добычи.

Рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (Нагрузка (т), Минимальный расход (л/с), Количество оборотов (об/мин), Момент (кНхм)) указываются в паспорте на шар.

**Таблица 127**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
|
|  | Разбуривание фрезом/долотом | Да |
|  | Время разбуривания/фрезерования шара, не более, час | 0,5 |

* + 1. ***ПОДГОНОЧНЫЙ ПАТРУБОК***

Служит для «подгонки» интервалов фактического расположения элементов хвостовика (муфт ГРП, пакеров разобщающих и др.) в плановых интервалах расстановки оборудования согласно меры оборудования заканчивания.

Соответствует ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT.

**Таблица 128**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | |
|  | Длина подгоночного патрубка, м | 1, 2; 3; 4; 5 **(изменяемое поле)** | |
|  | Материал корпуса патрубка, сталь группы прочности, не менее | P-110 / М | |
|  | Внешний диаметр по корпусу, не более, мм | 114,3 | 101,6 |
|  | Внутренний диаметр, не менее, мм | 97 | 88 |

* + 1. ***РЕМОНТНЫЙ ПАКЕР***

Служит для ликвидации не герметичности пакер-подвески хвостовика.

Устанавливается в полированную воронку над пакер-подвеской хвостовика. Должен герметично стыковаться через полированную воронку с пакер-подвеской хвостовика и выдерживать процесс ГРП. Учитывает дополнительную выталкивающую силу при проведении ГРП.

Поставляется по требованию Функционального заказчика. Срок предоставления, количество и тип применяемой колонны НКТ для спуска согласовываются с Функциональным заказчиком в письменном виде до осуществления поставки.

**Таблица 129**

| **№ П/П** | **ПАРАМЕТРЫ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** | | | |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
|  |
|  | Перепад давления между разобщенными зонами, выдерживаемый ремонтным пакером, не менее, МПа | 68,9 | | | |
|  | Перепад давления, выдерживаемый узлом стыковки с пакер-подвеской, не менее, МПа | 68,9 | | | |
|  | Пакер извлекаемый | Да | | | |
|  | Функция, исключающая самопроизвольную посадку и разъединение при СПО ремонтного пакера | Да | | | |
|  | Способ разъединения установочного инструмента | Гидравлический / натяжением | | | |
|  | Давление разъединения (для гидравлического способа), МПа | 20÷25 | | | |
|  | Осевое усилие наверх для разъединения (для способа, натяжением), не более, тс | 15 | | | |
|  | Удерживающее усилие якорей от движения вверх и вниз при ГВЗ, не менее, тс | 20 | | | |
|  | Способ обеспечения герметизации со стингером | Полированная воронка | | | |
|  | Способ обеспечения герметизации с пакер-подвеской/полированной воронкой нижнего пакера | Стингер | | | |
|  | Диаметр хвостовика, мм | 114,3 | | 101,6 | |
| Внутренний проходной диаметр без установочного инструмента, не менее, мм | 97 | | 88 | |
|  | Диаметр ЭК, мм | 178 | 168 | | 146 |
|  | Максимальный наружный диаметр устройства по телу, (по центраторам), не более, мм | 150 (152) | 142 (144) | | * + 1. 24) |

1. ТРЕБОВАНИЯ К ПАСПОРТАМ НА ОБОРУДОВАНИЕ
   1. Требования к паспортам на оборудование заканчивания составлены в соответствии с национальным стандартом РФ ГОСТ Р 2.610-2019. Требования к содержанию паспорта для каждого изделия изложены в Таблице 130.

**Таблица 130**

| **№**  **П/П** | **НАИМЕНОВАНИЕ** | **ЗНАЧЕНИЕ (ОПИСАНИЕ, ВЕЛИЧИНА)** |
| --- | --- | --- |
| **1** | **2** | **3** |
|  | Общие требования к паспортам на оборудование заканчивания | * Паспорт (в произвольной форме) должен быть предоставлен на каждый отдельный узел/элемент, входящий в компоновку заканчивания; * паспорт должен быть на русском языке; * паспорт должен быть заверен печатью завода изготовителя и содержать подпись ответственного за выпуск изделия; * паспорт должен быть понятным и читаемым; * паспорт должен содержать спецификации оборудования заканчивания и материалов на русском языке |
|  | Разделы паспорта | * Основные сведения об изделии; * основные технические данные; * комплектность; * описание и работа; * использование по назначению; * ресурсы, сроки службы и хранения, и гарантии изготовителя (поставщика); * консервация; * свидетельство об упаковывании; * свидетельство о приемке; * движение изделия в эксплуатации (при необходимости); * хранение; * транспортирование; * сведения об утилизации; * особые отметки |
|  | Список минимальной информации, которая должна быть отражена в разделе «Основные технические данные» | * Длина, м; * внешний диаметр изделия, мм; * внутренний диаметр изделия, мм; * проходной диаметр, в т.ч. после разбуривания, мм; * диаметр активационного шара и/или пробки, мм; * диапазон диаметров колонны/ствола для которых (ого) предназначается изделие, мм; * максимальное дифференциальное давление, выдерживаемое изделием, Мпа; * тип верхнего резьбового соединения; * тип нижнего резьбового соединения, если применимо; * момент свинчивания, кН\*м; * максимальный крутящий момент, кН\*м; * максимальная растягивающая нагрузка, кН и тонны; * максимальная сжимающая нагрузка, кН и тонны; * материал изделия; * минимальный предел текучести, МПа и тонны» * давление на разрыв, Мпа; * давление на смятие, Мпа; * рабочая температура, градус Цельсия; * количество штифтов, установленных в изделии, шт.; * давление активации с указанием погрешности, Мпа; * давление среза одного штифта с указанием погрешности, Мпа; * вес, кг; * значения твердости металла по методу Роквелла, HR (допускается измерения по Бринелю, HB); * значения твердости для РТИ входящих в состав компоновки по методу Шора, HS; * указание маркировки применяемых РТИ по  ГОСТ 28860-90 (ИСО 1629-87) и/или международному стандарту ASTM D1418.   **Дополнительно к параметрам выше:**   * **для установочного инструмента**: * количество оборотов вправо для разъединения, об; * максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента, кНхм; * наработка на отказ, количество СПО; * **для пакер-подвески:** * количество оборотов вправо для разъединения, об; * максимальный момент, необходимый для разъединения установочного инструмента, кНхм; * минимальное удерживающее усилие якорей пакер-подвески, тс; * **для полированной воронки:** * шероховатость поверхности внутренней части полированной воронки по ГОСТ 9378-93 (Ra), мкм; * **для стингера:** * скорость спуска стингера перед посадкой; * осевое усилие установки и извлечения стингера; * объём прокачки проппанта; * ведение наработки и учёт объёма прокаченного проппанта, количеству СПО; * ведение учета по проведенным ремонтам стингера, после каждой работы, с указанием проведенных операций в процессе ремонта стингера и замененных ЗИП; * **для муфт ГРП:** * открытая площадь циркуляционных отверстий, мм2; * количество циркуляционных отверстий, шт.; * модель фреза/долота для муфт ГРП активируемых шаром (многоразовых); * для муфт ГРП активируемых шаром (многоразовых) рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (нагрузка (т), минимальный расход (л/с), количество оборотов (об/мин), момент (кНхм)); * **для пакеров:** * графики опрессовки трубного и затрубных пространств; * удерживающее усилие стопорного кольца, тс (если применимо); * **для центратора и стопорного кольца:** * тип центратора и стопорного кольца; * максимальный наружный диаметр по противоположным рессорам (мм); * наружный диаметр центратора по кольцам (мм); * длина рессоры центратора (мм); * количество рессор (шт.); * пусковое усилие для диаметра центратора по долоту по ISO 10427-1 (кгс); * величина восстанавливающего усилия при степени центрирования 67% согласно ISO 10427-1 (рессора центратора прогнута на 1/3 между радиусом центратора и радиусом по долоту), (кгс); * ширина рессоры (мм); * толщина стенки центратора и стопорного кольца(мм); * уменьшение внешнего диаметра после испытаний по противоположным рессорам по ISO 10427-1, не более (мм); * удерживающее усилие стопорного кольца, не менее (кН); * ширина кольца (мм); * количество винтов в стопорном кольце (шт.); * диаметр и резьба фиксирующего винта; * момент затяжки винтов (Нхм); * количество полных распрямлений рессоры до слома, не менее (раз); * **для клапана обратного, муфты активационной, муфты циркуляционной, муфты посадочной:** * общая площадь проходного сечения, мм2; * время фрезерования/разбуривания внутренних деталей, не более, час (если применимо); * **для МСЦ:** * открытая площадь циркуляционных отверстий, мм2; * количество циркуляционных отверстий, шт.; * рекомендуемая модель, тип фреза/долота и режимы разбуривания/фрезерования (нагрузка (т), минимальный расход (л/с), количество оборотов (об/мин), момент (кНхм)) |
|  | Раздел «Устройство и работа» | Обязательно наличие схемы изделия, дающей представление о виде изделия и принципе работы.  Указываются сведения о принципе действия, устройстве и режимах работы изделия в целом, взаимодействии составных частей изделия. Здесь же указывают особенности взаимодействия данного изделия с другими изделиями |
|  | Раздел «Использование по назначению» состоит из разделов | * Эксплуатационные ограничения; * подготовка изделия к использованию; * использование изделия |

В каждый ящик/упаковку для транспортировки оборудования заканчивания, в специальном непромокаемом герметично запечатанном материале, совместно с паспортом вкладывается руководство по эксплуатации и спецификация.

1. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОВЕДЕНИЮ ИСПЫТАНИЙ
   1. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ
      1. Каждый узел, входящий в компоновку заканчивания должен проходить требуемый набор стендовых испытаний на мощностях завода и при помощи оборудования Подрядчика. Стендовые испытания должны подтверждаться протоколом/актом, а также подтверждать работоспособность и характеристики к оборудованию заканчивания. Подрядчик обязан предоставить протоколы/акты таких испытаний. Функциональный заказчик вправе потребовать проведения контрольных испытаний, как до момента заключения договора, так и после, для подтверждения работоспособности и требуемых характеристик оборудования.

Контрольные испытания производятся по согласованной ОГ программе стендовых испытаний (форма произвольная). Функциональный заказчик оставляет за собой право потребовать от Подрядчика замены оборудования, не соответствующего требуемым характеристикам, в т.ч. до устранения недостатков изделия Подрядчиком.

Стендовые испытания, в зависимости от входящих узлов в компоновку заканчивания, должны включать следующие протоколы/акты для:

**Башмака** наличие протокола стендовых испытаний направляющей части башмака на осевое сжимающее усилие с сохранением работоспособности. Величина осевой сжимающей нагрузки выдерживаемой устройством представлена в таблице с требуемыми характеристиками на изделие;

**МСЦ, муфты активационной, муфты циркуляционной, муфты посадочной и клапана обратного** наличие протоколов проведения стендовых испытаний с графиками по промывке, активации устройства и проверке герметичности на основе международного стандарта ISO 10427-3 (Категория испытаний III, A – температура и С - давление). Моделирование работоспособности изделия и конечная опрессовка давлением при температуре после закрытия и/или активации;

**Муфт ГРП** **и муфт ГРП** **с разрывными портами** наличие протокола проведения стендового испытания с графиками при температуре на активацию при максимальном давлении. В случае многоразовой, наличие переключений (пятикратное открытие и закрытие) специальным инструментом с прямым измерением усилия и опрессовкой давлением 68,9МПа после закрытия с температурой;

**Нефте-водонабухающего пакера** наличие протокола стендового испытания с графиками на основе ГОСТ ISO 14310-2014. Соответствие классу валидации V3 (за исключением испытаний осевой нагрузкой) и качественной оценке Q2. Для подтверждения заявленных характеристик, Подрядчик предоставляет данные:

* + график зависимости увеличения внешнего диаметра пакера (ось Y, мм) в рабочей среде от времени (ось X, сутки) при пластовых условиях. В случае если параметры рабочей среды (минерализация) и пластовых условий (температура) имеют границы из двух значений, на графике должно быть представлено четыре зависимости (комбинации минимальных и максимальных значений);
  + график зависимости выдерживаемого дифференциального давления на пакер (ось Y, МПа) в требуемом максимальном диаметре открытого ствола скважины (мм) от времени (ось X, сутки) при пластовых условиях. В случае если параметры рабочей среды (минерализация) и пластовых условий (температура) имеют границы из двух значений, на графике должно быть представлено четыре зависимости (комбинации минимальных и максимальных значений).

На графиках должно быть обозначено время первого контакта со стенкой скважины и время до полной герметизации при максимальном дифференциальном давлении для требуемого диаметра открытого ствола;

**Ограничительного стопорного кольца пакера разобщающего нефте-водонабухающего** предоставление протокола играфика по программе испытаний на основе международного стандарта ISO 10427-2:2004;

**Пакеров разобщающих, пакера манжетного цементирования и стингера с полированной воронкой** наличие протокола стендового испытания с графиками на основе ГОСТ ISO 14310-2014. Соответствие классу валидации V3 (за исключением испытаний осевой нагрузкой) и качественной оценке Q2;

**Пакера-подвески и ремонтного пакера** наличие протокола стендового испытания с графиками на основе ГОСТ ISO 14310-2014. Соответствие классу валидации V3 и качественной оценке Q2, включая значение на осевое удерживающее усилие якорей пакер-подвески, ремонтного пакера;

**Переводника и подгоночных патрубков** наличие сертификата на обсадную трубу на соответствие ГОСТ 31446-2017/ ГОСТ 632-80/ API SPEC 5CT, из которой изготовлено изделие и наличие протоколов опрессовки давлением 68,9МПа при максимальной температуре;

**Пробки** наличие протоколов стендовых испытаний:

* на проверку обратного выталкивания и герметичности после посадки пробки в седло муфты ступенчатого цементирования на давление 25 МПа;
* на прокачку пробки в колонне протяженностью не менее 3500 м с результатом на истирание РТИ;
* на разбуривание с указанием рекомендованного производителем типа долота, фреза и режима разбуривания.

**Растворимых шаров** предоставление отчета по лабораторным испытаниям растворения шара, в условиях идентичным скважинным. Обязательным требованием является включение в отчёт: графика с коэффициентом растворимости, графика зависимости растворения шара от времени и способности выдерживать давление 68,9 МПа в седле муфты ГРП, графика зависимости изменения массы от времени растворения/разложения шара, с указанием условий, при которых шар растворяется/разлагается, максимальное давление при котором шар разрушается. Методология согласовывается с Функциональным заказчиком;

**Тандема пробок** наличие протоколов стендовых испытаний с графиками:

* на проверку обратного выталкивания и герметичности после посадки пробок в муфту посадочную на давление 25 МПа;
* на прокачку продавочной пробки в транспортной колонне протяженностью не менее 3500 м с результатом истирания РТИ;
* опрессовка, активация в муфте посадочной при температуре;
* прохождение тандема пробок через сборку шаровых муфт ГРП и гидравлической муфт ГРП (имитация хвостовика) для подтверждения отсутствия риска заклинивания пробок и качественной очистки от цементного раствора.

**Центраторов со стопорными кольцами** наличие протокола выходных стендовых испытаний центраторов и стопорных колец с графиками по программе испытаний на основе международных стандартов ISO 10427-1:2001 и ISO 10427-2:2004;

**Якоря стингера** наличие протокола стендовых испытаний с графиками на герметичность при температуре, проверку удерживающего усилия с максимальным осевым перемещением при ГВЗ на расстояние не более 100 мм, давление в трубном пространстве при ГВЗ не менее 68,9 МПа. Испытание проводится на осевой сдвиг в эксплуатационной колонне. Количество ГВЗ давлением 68,9 МПа при стендовых испытаниях, не менее 20 шт.

Параметр давления для опрессовки изделия обозначен в таблице с техническими характеристиками, при отсутствии параметра, для опрессовки следует руководствоваться разделом общие требования, предъявляемые ко всему оборудованию.

Параметр температуры представлен в сведениях о продуктивных пластах.

1. ТРЕБОВАНИЯ К МАРКИРОВКЕ И УПАКОВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ
   1. ТРЕБОВАНИЯ К МАРКИРОВКЕ
      1. Каждый элемент и/или отдельный узел входящий в комплект оборудования заканчивания, должны иметь маркировку в соответствии с документальными спецификациями Подрядчика (поставщика/изготовителя). Документальные спецификации поставщика/изготовителя должны содержать определение типа, способа применения, а также расположение маркировки.

Маркировка должна включать следующую информацию:

* наименование поставщика/изготовителя. Возможно присвоение идентификационного номера поставщика/изготовителя;
* дата производства;
* номер детали и/или сборки. Идентификационный номер, прослеживаемый до протоколов контроля качества;
* резьбовое соединение с указанием диаметра обсадной трубы, к которому планируется монтаж;
* длина изделия без учета резьбы со стороны ниппеля (мм);
* максимальный наружный диаметр изделия (мм);
* номинальный размер обсадной трубы/открытого ствола, для которого изделие предназначено (мм);
* максимальное дифференциальное давление, выдерживаемое изделием/корпусом (МПа).
* металл, из которого изготовлен корпус изделия;
* давление, на которое запиновано изделие, если применимо (МПа);
* тип РТИ, применяемых в изделии, если применимо;
* максимальная температура, для которой изделие предназначено (градусов Цельсия);
* стойкость к воздействию кислотных составов, если применимо;
* уровень исполнения по ГОСТ, если применимо (V1/V2/V3 и т.д.);
* уровень качества по ГОСТ, если применимо (Q1/Q2/Q3);
* изготовитель, завод может применять в маркировке сокращения для оптимизации.

Маркировка должна проводиться по ГОСТ 14192-96 и располагаться на видном месте, быть доступной для обзора и прочтения.

Маркировка и её фон не должны изменять цвет, четкость контуров, подвергаться коррозионному воздействию и стираться от действия внешних факторов в течение всего срока хранения изделия. Маркировка может наноситься методом лазерной или ударно-механической маркировкой, или гравировкой. После нанесения маркировки не должны быть нарушены прочностные свойства изделия.

* 1. ТРЕБОВАНИЯ К УПАКОВКЕ
     1. Каждый элемент и/или отдельный узел входящий в комплект оборудования заканчивания, должны быть упакованы в соответствии ГОСТ 23170-78. Оборудование в упаковке должно быть ограничено от перемещения внутри при использовании общей упаковки. Также оборудование должно быть надёжно защищено от коррозии в течение всего периода транспортировки и хранения, в т.ч. на кустовой площадке в ожидании монтажа.

Резьбы оборудования должны иметь защитные колпаки и иметь густую смазку. В случае применения индивидуальной упаковки для каждого узла изделия или изделия в сборке защитные колпачки не требуются.

Упаковка оборудования должна гарантировать сохранность поставляемого оборудования и инструмента от механических повреждений в течение хранения, транспортировки и подходить для перемещения при помощи подъемного крана.

Упаковка должна быть промаркирована по ГОСТ 14192-96 и иметь указатели наличия верха со специальными указателями мест для безопасной погрузки/разгрузки подъемным краном.

Каждый ящик/упаковка должна иметь наклейку со следующей информацией:

* наименование производителя;
* наименование/шифр изделия;
* номер партии;
* информация о комплектации;
* дата упаковки и отправки;
* масса нетто (брутто).

С письменного согласия ЗФункционального зказчика допускается применение иной упаковки, не ухудшающей свойства элемента и/или отдельного узла, входящего в комплект оборудования заканчивания.

1. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИЮ
   1. Резьбы изделий должны быть защищены от механических повреждений, а внутренние полости от загрязнения.

Запасные и сменные части, принадлежности (при наличии) и эксплуатационная документация, уложенная в пакет из влагонепроницаемого материала, должны быть упакованы в ящик с изделием.

Изделие, упакованное в тару, должно быть закреплено в ней для предохранения от повреждений при транспортировании.

Изделие должно транспортироваться в собранном виде. Допустимость разборки при транспортировке должна оговариваться в нормативно-техническом документе (паспорте) на изделие.

Хранение изделия должно производиться в соответствии с указанными в паспорте на изделие критериями. Допускается кратковременное (не более 3-х месяцев) хранение на стеллажах/поддонах, открытых площадках.

Допускается транспортирование любым видом транспорта в соответствии с действующими на этих видах транспорта правилами перевозки грузов. Транспортирование волоком, сбрасывание при погрузке и разгрузке не допускается.

После 18 месяцев с момента изготовления или после воздействия агрессивных сред, оборудование должно быть проинспектировано перед использованием для того, чтобы удостовериться, что эластомеры не хрупкие, без трещин и не отслаиваются, убедиться в отсутствии коррозии в таких областях как резьбы или зоны уплотнения.

Складирование при хранении в ящиках не более 2-х ярусов.

1. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ
   1. Ориентировочный порядок оказания услуг по технологическому сопровождению крепления наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием, не цементируемыми / цементируемыми хвостовиками по различным технологиям заканчивания скважин с МГРП:

* изготовление и испытание оборудования согласно данного ТЗ;
* доставка оборудования, материалов и инженеров на объект выполнения работ и обратно, включая повторные работы по вине Подрядчика;
* поддержание необходимого количества оборудования на региональной базе;
* инженерные расчеты, по каждой скважине и каждой СПО, в специализированном ПО:
* расчёт и подготовка «Карты спуска» компоновки заканчивания (расчёт веса на крюке с различными коэффициентами сопротивления КС от 0,1 до 0,6);
* расчёт степени центрирования компоновки заканчивания;
* расчёт гидравлических потерь при СПО компоновки заканчивания на промывках до её монтажа;
* расчёт цементирования для компоновки сплошного или манжетного цементирования;
* расчёт момента, оборотов при механическом отвороте;
* расчет доведения нагрузки для активации пакера пакер-подвески;
* расчёт момента, оборотов и давлений при спуске и цементировании для компоновки заканчивания с вращением;
* расчёт доведения нагрузки на стингер для компенсации выталкивающей силы без нарушения герметичности при ГВЗ 68,9 Мпа;
* расчёт нагрузок, давлений, оборотов и моментов при разбуривании/фрезеровании элементов компоновки.

В каждый расчёт должны быть включены выводы и рекомендации по оптимальному выполнению работ:

* подготовка и согласование плана работ на спуск хвостовика, с Функциональным заказчиком и Подрядчиком по бурению;
* проведение полевым инженером осмотра оборудования перед спуском: на соответствие комплектности оборудования, на отсутствие повреждений после транспортировки, на отсутствие посторонних предметов внутри оборудования;
* перед каждым спуском составить проверочный лист совместно с Супервайзером ОГ (содержание согласовать с Заказчиком);
* составление схемы и меры компоновки заканчивания согласно [Приложению 1](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_1._СХЕМА) и [Приложению 2](#_ПРИЛОЖЕНИЕ_2._ФОРМА). Перечень Приложений приведён в Таблице 131;
* инженерно-технологическое сопровождение сборки, спуска и активации оборудования компоновки заканчивания, разъединения бурильной колонны от пакер-подвески хвостовика, выдача рекомендаций по технологическим режимам выполнения операций;
* инженерное сопровождение монтажа, спуска, активации оборудования заканчивания, разъединения установочного инструмента от пакер-подвески, вывоз установочного инструмента с кустовой площадки (включает в себя затраты на транспортировку инженера на место проведение работ и обратно);
* инженерное сопровождение монтажа, установки и опрессовки, срыва и демонтажа стингера, предоставление, вывоз отработанного стингера с кустовой площадки (включает в себя затраты на транспортировку инженера на место проведение работ и обратно);
* инженерное сопровождение монтажа, активации, опрессовки и разъединения бурильной колонны от ремонтного пакера (не оплачивается, в случае ликвидации брака по вине Подрядчика, включает в себя затраты на транспортировку инженера, на место проведение работ и обратно, затраты на предоставление ремонтного пакера);
* инженерное сопровождение работ по разбуриванию оснастки комбинированной колонны (МСЦ и шламоулавливающее устройство), (включает в себя затраты на транспортировку инженера на место проведение работ и обратно);
* подготовка и согласование плана работ на разбуривание оснастки комбинированной колонны (МСЦ и шламоулавливающее устройство);
* контроль за сборкой компоновки низа бурильной колонны для разбуривания оснастки комбинированной колонны;
* контроль за соответствием режимов выполнения работ с составлением «Отчета о завершении работ по разбуриванию технологической оснастки»;
* координация по обеспечению текущего объема выполняемых работ;
* выдача рекомендаций по режимам проработки/подготовки ствола скважины к спуску хвостовика;
* выдача рекомендаций при выборе типа башмака вращающегося и технологическим режимам проработки/промывка ствола скважины;
* ведение листов по наработке спускового установочного инструмента и стингера;
* предоставление переводников в случае несоответствия типа присоединительной резьбы и применяемых труб для соединения стингера (ремонтной надставки, полировочного фреза и т.д.);
* Подрядчик составляет трехсторонние акты (Подрядчик, Буровой подрядчик (Подрядчик по капитальному ремонту скважин, при необходимости), Супервайзер ОГ) с описанием всех выполненных им операций и временем начала/окончания работ;
* в случаях невозможности открытия муфт ГРП штатным методом, Подрядчик предоставляет насадки, имитирующие шар соответствующего диаметра для активации портов при использовании ГНКТ и/или специальный инструмент для открытия;
* предоставление отчета Функционального заказчика о результатах проведенных работ (сроки и формат согласовывается с Функциональным заказчиком);
* Подрядчик обязан, по заявке от Функционального заказчика обеспечить присутствие компетентного представителя для участия в совещаниях.

Любые конструктивные изменения того или иного элемента оснастки хвостовика, а также изменения производителя оборудования, относительно предоставленного в тендерном предложении – в обязательном порядке согласовываются с Функциональным заказчиком в письменном виде.

1. ССЫЛКИ
2. API SPEC 5CT Обсадные и насосно-компрессорные трубы. Технические условия.
3. ASTM D 1418 Каучуки и латексы.
4. ISO 10427-1:2001 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для цементирования скважин. Часть 1. Центраторы пружинные обсадных колонн.
5. ISO 10427-2:2004 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для цементирования скважин. Часть 2. Размещение центратора и опробование стопорного кольца.
6. ISO 10427-3:2003 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для цементирования скважин. Часть 3. Эксплуатационные испытания цементировочного поплавкового оборудования.
7. ГОСТ ISO 14310-2014 Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование скважинное. Пакеры и мостовые пробки. Общие технические требования.
8. ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов.
9. ГОСТ 9378-93 (ИСО 2632-1-85, ИСО 2632-2-85) Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия.
10. ГОСТ 23170-78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования.
11. ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014) Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.
12. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия.
13. ГОСТ 28860-90 (ИСО 1629-87) Каучуки и латексы. Номенклатура.
14. ГОСТ Р 2.610-2019 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов.
15. Стандарт Компании № П3-12.02 С-0001 «Нормативное регулирование».

# ПРИЛОЖЕНИЯ

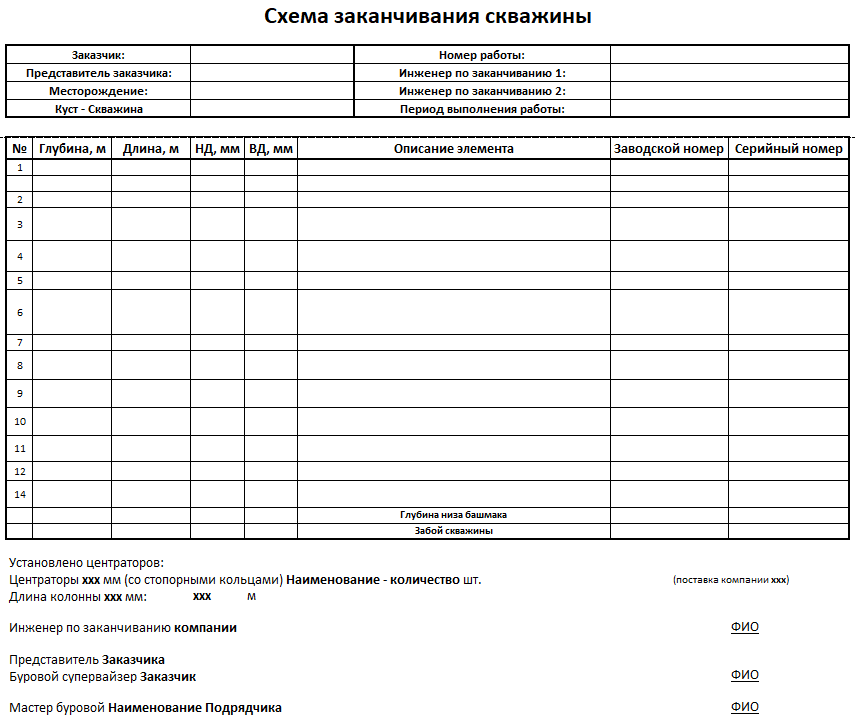
**Таблица 131**

**Перечень Приложений к Типовым требованиям Компании**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ** | **НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ** | **ПРИМЕЧАНИЕ** |
| **1** | **2** | **3** |
| 1 | Форма схема компоновки заканчивания | Включено в настоящий файл |
| 2 | Форма мера компоновки заканчивания | Включено в настоящий файл |

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ФОРМА СХЕМА КОМПОНОВКИ ЗАКАНЧИВАНИЯ

Оборудование и отдельные элементы в схему компоновки заканчивания должны вноситься поэлементно. Объединение элементов запрещено.



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ФОРМА МЕРА КОМПОНОВКИ ЗАКАНЧИВАНИЯ

