

**УТВЕРЖДЕНА**

Распоряжением ПАО «НК «Роснефть»  
от «19» марта 2020 г. № 32

Введена в действие «19» марта 2020 г.

**ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ**

Приказом АО «Востсибнефтегаз»  
от «08» апреля 2020 г. №463

Вступила в силу «08» апреля 2020 г.

# **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ КОМПАНИИ**

---

## **ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН МЕТОДОМ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ**

**№ П2-10 ТИ-0001**

**ВЕРСИЯ 3.00**

**МОСКВА  
2020**

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
НАЗНАЧЕНИЕ .....	4
ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ.....	4
ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ.....	5
<b>2. ГЛОССАРИЙ .....</b>	<b>6</b>
2.1. ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ .....	6
2.2. РОЛЬ .....	8
2.3. ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА .....	9
2.4. СОКРАЩЕНИЯ .....	10
<b>3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>15</b>
3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ВИДОВ ЗБС.....	15
3.2. ЦИКЛ ЗАРЕЗКИ (БУРЕНИЯ) БОКОВЫХ СТЕЛОВ И ЭТАПЫ РАБОТ .....	15
<b>4. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ .....</b>	<b>18</b>
4.1. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ БОКОВЫХ СТЕЛОВ .....	18
4.2. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ БОКОВЫХ СТЕЛОВ .....	18
<b>5. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТЕЛА .....</b>	<b>20</b>
5.1. СПОСОБЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ БОКОВОГО СТЕЛА .....	21
5.2. СПОСОБЫ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВОГО СТЕЛА .....	23
<b>6. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ СКВАЖИН .....</b>	<b>26</b>
<b>7. ВЫБОР ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ БОКОВОГО СТЕЛА СКВАЖИНЫ.....</b>	<b>27</b>
<b>8. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К БУРЕНИЮ БОКОВОГО СТЕЛА .....</b>	<b>31</b>
8.1. СТАНДАРТНЫЙ МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ БРИГАДОЙ КРС ПРИ ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ЗБС ИЛИ УГЛУБЛЕНИЯ (С ЦЕЛЬЮ ДОРАЗВЕДКИ ЗАПАСОВ) БЕЗ УСТАНОВКИ ОПОРНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА ПОД КЛИН-ОТКЛОНИТЕЛЬ .....	32
8.2. СТАНДАРТНЫЙ МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ВЫПОЛНЯЕМЫХ БРИГАДОЙ КРС ПРИ ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ ДЛЯ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ ЧЕРЕЗ БАШМАК ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ С ЦЕЛЬЮ ДОРАЗВЕДКИ ЗАПАСОВ .....	36

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

9. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ВЫРЕЗАНИЮ «ОКНА» В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ .....	40
9.1. МИНИМАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ ПО ВЫРЕЗКЕ «ОКНА»:.....	40
9.2. МИНИМАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ГЕОФИЗИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ: .....	41
9.3. ТРЕБОВАНИЕ К ПРОГРАММЕ РАБОТ ПО ВЫРЕЗКЕ «ОКНА» .....	41
10. ВЫРЕЗАНИЕ «ОКНА» В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ .....	43
11. ВЫХОД ИЗ-ПОД БАШМАКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ СКВАЖИНЫ .....	47
12. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВОДКИ ОРИЕНТИРОВАННЫХ БОКОВЫХ СТОЛОВ СКВАЖИН .....	48
12.1. НАВИГАЦИОННЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ТЕЛЕСИСТЕМЫ.....	49
12.2. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ .....	49
12.3. ЭЛЕМЕНТЫ КНБК.....	50
13. ПОДГОТОВКА БОКОВЫХ СТОЛОВ СКВАЖИН К СПУСКУ ХВОСТОВИКА.....	52
13.1. СКВАЖИНЫ С ЦЕМЕНТИРУЕМЫМ ХВОСТОВИКОМ .....	52
13.2. СКВАЖИНЫ С ЦЕМЕНТИРУЕМОЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТЬЮ ХВОСТОВИКА-ФИЛЬТРА.....	53
14. КРЕПЛЕНИЕ БОКОВЫХ СТОЛОВ СКВАЖИН .....	55
15. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПОСЛЕ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТОЛОВ СКВАЖИН .....	59
16. ОСВОЕНИЕ (ИСПЫТАНИЕ) СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТОЛА ИЛИ УГЛУБЛЕНИЯ.....	61
17. СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОСТВОЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН .....	63
17.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МНОГОСТВОЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН .....	63
17.2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОВОДКЕ СТОЛОВ И ОТВЕТВЛЕНИЙ.....	67
18. ССЫЛКИ .....	72
19. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА .....	73
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	74

Права на настоящий ЛНД принадлежат ПАО «НК «Роснефть». ЛНД не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён без разрешения ПАО «НК «Роснефть».

# 1. ВВОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

## НАЗНАЧЕНИЕ

Настоящая Технологическая инструкция устанавливает единые требования к планированию, организации, выполнению и контролю производства работ по восстановлению скважин методом бурения боковых стволов скважин на суше в Компании, вне зависимости от способа организации работ (раздельный сервис, генеральный подряд).

Настоящая Технологическая инструкция направлена для обеспечения единства требований к:

- выбору скважин-кандидатов для бурения боковых стволов;
- выбору бурового оборудования и составлению Технического требования (спецификации) для мобильной буровой установки;
- необходимой документации, оборудованию и инструменту при выполнении работ по бурению боковых стволов;
- планированию работ по бурению боковых стволов;
- последовательности выполнения операций и технологии при восстановлении скважин методом бурения боковых стволов.

Настоящая Технологическая инструкция разработана в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 и РД 08-625-03.

## ОБЛАСТЬ ДЕЙСТВИЯ

Требования Технологической инструкции обязательны для исполнения работниками:

- Департамента строительства скважин ПАО «НК «Роснефть»;
- Департамента разработки месторождений ПАО «НК «Роснефть»;
- Департамента геологоразведочных работ ПАО «НК «Роснефть»;
- Департамента управления газовыми активами и проектами ПАО «НК «Роснефть»;
- подконтрольных ПАО «НК «Роснефть» Обществ Группы, зарегистрированных на территории Российской Федерации (за исключением Обществ Группы, в которых отсутствует списочный состав и/или по которым приняты решения о реализации процедур ликвидации), осуществляющих деятельность по добыче нефти, газа и газового конденсата, экспертно-технические услуги, строительство эксплуатационных и разведочных скважин, резку боковых стволов, капитальный ремонт скважин, в отношении которых Уставами Обществ Группы, акционерными и иными соглашениями с компаниями - партнерами не определен особый порядок реализации акционерами/участниками своих прав, в том числе по управлению Обществом Группы.

Структурные подразделения ПАО «НК «Роснефть» и Общества Группы при оформлении договоров с подрядными (сервисными) организациями, выполняющими услуги, связанные с работами по восстановлению скважин методом бурения боковых стволов, обязаны включать

в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядной организацией требований, установленной Технологической инструкцией.

## **ПЕРИОД ДЕЙСТВИЯ И ПОРЯДОК ВНЕСЕНИЯ ИЗМЕНЕНИЙ**

Настоящая Технологическая инструкция является локальным нормативным документом постоянного действия.

## 2. ГЛОССАРИЙ

### 2.1. ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

<b>БОКОВОЙ СТВОЛ (БС)</b>	Дополнительный ствол скважины, пробуренный из основного ствола скважины, с началом бурения в точке, которая находится выше существующего забоя скважины.
<b>БУРОВОЙ РАСТВОР</b>	Многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.
<b>ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ (БУРЕНИЯ) БОКОВОГО СТВОЛА</b>	Комплекс работ по восстановлению работоспособности скважины и повышению нефтеотдачи пластов с помощью зарезки (бурения) бокового ствола в том числе проводки горизонтальных участков в продуктивном пласте, включающее в себя работы по строительству бокового ствола при капитальном ремонте скважин, при осуществлении геологоразведочных работ и при реконструкции скважин.
<b>ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА (ГРП)</b>	Процесс создания трещин в горных породах скважин за счёт давления на забое скважины в результате закачки в породы вязкой жидкости гидроразрыва пласта и расклинивающего агента.
<b>ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ БОКОВОЙ СТВОЛ (БГС)</b>	Наклонно-направленный боковой ствол, содержащий участок с зенитным углом более 80°.
<b>ГРАФИК ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЗБС</b>	Ежегодно формируемый документ, содержащий сведения о плановых сроках восстановления скважин и движения буровых бригад, бригад по подготовке и освоения скважин, флотов по гидроразрыву пласта, колтюбинговых установок и геофизических работ.
<b>ДИСКОНТИРОВАННЫЙ ИНДЕКС РЕНТАБЕЛЬНОСТИ (DPI)</b>	Коэффициент, рассчитываемый как отношение суммарной текущей стоимости будущих денежных потоков по проекту без учета инвестиций к суммарной приведенной стоимости инвестиций по бизнес-проекту и характеризующийся уровнем полученной прибыли на каждую единицу инвестиций.
<b>ЗАРЕЗКА (БУРЕНИЕ) БОКОВОГО СТВОЛА (ЗБС)</b>	Комплекс работ по восстановлению или повышению работоспособности скважин, а также в целях доразведки запасов методом зарезки (бурения) боковых стволов или углубления забоя, применяемый с целью доизвлечения неохваченных ранее разработкой остаточных (неразрабатываемых) запасов углеводородного сырья, вывода из бездействия скважин, а также ликвидации аварий, осложнений.

*Примечание: Комплекс работ подразумевает подготовку скважины к ведению в ней технологических операций, переезд и*

*вышкомонтажные работы, вырезку окна, бурение бокового ствола и его крепление, освоение скважины, объединяет в себе типы работ: восстановление, реконструкцию и углубление скважин методом бурения боковых стволов.*

## **КОМПАНИЯ**

Группа юридических лиц различных организационно-правовых форм, включая ПАО «НК «Роснефть», в отношении которых последнее выступает в качестве основного или преобладающего (участвующего) общества.

## **МНОГОЗАБОЙНАЯ СКВАЖИНА (МЗС)**

Скважина, состоящая из основного, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений).

## **МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА (МСГРП)**

Последовательное проведение гидроразрывов пласта в горизонтальном стволе скважины, оборудованной специальной компоновкой заканчивания.

## **МНОГООТВЕТВЕННАЯ СКВАЖИНА (МСС)**

Скважина, состоящая из основного ствола, из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов с основным стволом скважины находится выше вскрываемых горизонтов.

## **НАКЛОННО- НАПРАВЛЕННЫЙ БОКОВОЙ СТОЛ (БННС)**

Боковой ствол скважины, пробуренный в соответствии с проектной траекторией с заданным углом и в заданном направлении (азимуте).

## **ОБЩЕСТВО ГРУППЫ (ОГ)**

Хозяйственное общество, прямая и (или) косвенная доля владения ПАО «НК «Роснефть» акциями и долями в уставном капитале которого составляет 20 процентов и более.

## **ОСЛОЖНЕНИЕ**

Событие, связанное с нарушением нормального хода производственного процесса (без разрушения оборудования), требующее дополнительных затрат времени на устранение.

## **РЕКОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ**

Комплекс работ по восстановлению работоспособности скважины методом резки (бурения) бокового ствола, связанный с изменением ее конструкции (полная замена эксплуатационной колонны с изменением ее диаметра, толщины стенки, механических свойств).

## **СКВАЖИНА**

Горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли под любым углом к горизонту, диаметр которой много меньше ее глубины.

## **УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ (УС)**

Комплекс работ по углублению существующего забоя скважины, на нижележащий объект (пласт), который не был предусмотрен для эксплуатации существующей проектной документацией на скважину.

## 2.2. РОЛЬ

### РОЛИ КОРПОРАТИВНОГО ГЛОССАРИЯ

#### **БУРОВОЙ ПОДРЯДЧИК**

Подрядная организация, осуществляющая процесс строительства и реконструкции скважин в соответствии с законодательными, нормативными правовыми и локальными нормативными документами, рабочими программами, посредством предоставления исправного бурового оборудования и инструмента, комплектной обученной буровой бригады и квалифицированных инженерно-технических работников, выполняющая работу в соответствии с договором подряда на строительство (реконструкцию) скважин, заключенным с Обществами Группы.

#### **ПОДРЯДНАЯ (СЕРВИСНАЯ) ОРГАНИЗАЦИЯ (СЕРВИСНЫЙ ПОДРЯДЧИК)**

Физическое или юридическое лицо, которое выполняет работы по договору подряда, заключаемому с заказчиком работ и услуг.

#### **СУПЕРВАЙЗЕР**

Специалист, являющийся полномочным представителем заказчика и осуществляющий в его интересах супервайзинг на объекте выполнения работ.

### РОЛИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

#### **ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ЗАКАЗЧИКА**

Структурное подразделение нефтегазодобывающего Общества Группы, ответственное за учет добычи нефти газа и газового конденсата по месторождениям.

#### **ЗАКАЗЧИК**

Нефтегазодобывающее Общество Группы.

#### **ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ЗАКАЗЧИКА**

Структурное подразделение нефтегазодобывающего Общества Группы, отвечающее за соблюдение технологии добычи нефти и эксплуатацию нефтяного оборудования.

#### **ПОСТОЯННО- ДЕЙСТВУЮЩАЯ КОМИССИЯ (ПДК)**

Коллегиальный орган Общества Группы, создаваемый распорядительным документом Общества Группы для проведения внутреннего расследования и установления причин аварий при строительстве скважин и зарезки боковых стволов на суше.

#### **СЛУЖБА ЗАКАЗЧИКА ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН (СЗСС)**

Структурное подразделение нефтегазодобывающего Общества Группы осуществляющее планирование, организацию и контроль работ по восстановлению скважин методом бурения боковых стволов либо должностное лицо Общества Группы, на которое возложены функции по планированию, организации и контролю работ в области восстановления скважин методом бурения боковых стволов.

## 2.3. ТЕРМИНЫ И ОБОЗНАЧЕНИЯ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ НАСТОЯЩЕГО ДОКУМЕНТА

<b>АРБУЗНЫЙ (ОКОННЫЙ) ФРЕЗЕР</b>	Фрезер, используемый для проработки и расширения «окна» в обсадной колонне.
<b>КЛИН-ОТКЛОНИТЕЛЬ</b>	Устройство для вырезания «окна» в обсадной колонне, состоящее из спускового-разъединительного устройства, направляющей поверхности и узла фиксации клина в обсадной колонне.
<b>«ОКНО»</b>	Боковое отверстие в обсадной (эксплуатационной) колонне, сформированное с помощью клина-отклонителя и набора фрезеров-райберов.
<b>ОСВОЕНИЕ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ</b>	Заключительный этап строительства бокового ствола скважины, включающий в себя комплекс работ, связанный с получением промышленного притока из скважины согласно ее назначению.
<b>ПАСПОРТНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ</b>	Комплект документов, формируемый Буровым предприятием в период строительства скважины и содержащий акты, отчеты о мероприятиях на скважине, результаты исследований.
<b>ПРОЕКТНАЯ ТРАЕКТОРИЯ БОКОВОГО СТВОЛА ИЛИ СТВОЛА УГЛУБЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ</b>	Профиль бокового ствола, запланированный в проектной документации или программе работ, состоящий из криволинейных и возможно прямолинейных участков.
<b>СТАРТОВЫЙ ФРЕЗЕР</b>	Фрезер, используемый для начальной операции по вырезанию «окна» в обсадной колонне.
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО БОКОВОГО СТВОЛА</b>	Цикл работ, включающий в себя: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ подготовку скважины к бурению бокового ствола;</li> <li>▪ бурение пилотного ствола, если это предусмотрено проектом или программой (планом) работ;</li> <li>▪ бурение бокового ствола;</li> <li>▪ освоение скважины.</li> </ul>
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО БОКОВОГО СТВОЛА ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИНЫ</b>	Комплекс работ по восстановлению работоспособности скважины методом резки (бурения) бокового ствола и проводки горизонтального участка в продуктивном пласте, не предусматривающий полной замены обсадной колонны с изменением её диаметра, толщины стенки и механических свойств.
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО БОКОВОГО СТВОЛА ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ</b>	Комплекс работ по резке (бурения) бокового ствола с целью оценки продуктивности горизонта и доразведки месторождения, предусматривающий полную или частичную замену обсадной колонны.
<b>СТРОИТЕЛЬСТВО БОКОВОГО СТВОЛА ПРИ</b>	Комплекс работ по восстановлению работоспособности скважины

**РЕКОНСТРУКЦИИ  
СКВАЖИНЫ**

методом резки (бурения) бокового ствола и проводки горизонтального участка в продуктивном пласте, связанный с изменением её конструкции (полная замена эксплуатационной колонны с изменением ее диаметра, толщины стенки, механических свойств).

*Примечание:* Строительство бокового ствола при реконструкции скважин производится по программе бурения бокового ствола и планов на проведение всех необходимых работ (вырезка «окна», крепление, освоение и др.) в соответствии с проектной документацией на реконструкцию фонда скважин месторождения, площади, куста.

**ТЕХНИКО-  
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ  
ПОКАЗАТЕЛИ  
СКВАЖИНЫ**

Совокупность показателей работы скважины на момент принятия решения о проведении геолого-технических мероприятий (дебит скважины, чистый приведенный доход, дисконтированный срок окупаемости, внутренняя норма рентабельности).

**ТОЧКА Т1**

Точка пересечения ствола скважины с кровлей целевого пласта (интервала).

**ФРЕЗЕР-РАЙБЕР**

Фрезер для восстановления проходимости или для проработки и расширения «окна» в обсадной колонне.

**ХВОСТОВИК**

Колонна обсадных труб, предназначенная для крепления бокового ствола с перекрытием части обсадной колонны скважины, из которой пробурен боковой ствол.

**ЦЕНТРАТОРЫ**

Опорно-центрирующие элементы, предназначенные для центрирования компоновки низа бурильной колонны с целью стабилизации параметров кривизны или изменения зенитного угла бокового ствола.

**2.4. СОКРАЩЕНИЯ****АВПД**

Аномально-высокое пластовое давление.

**АКЦ**

Акустическая цементометрия.

**БГС**

Боковой ствол с горизонтальным окончанием.

**БННС**

Боковой наклонно-направленный ствол.

**БС**

Боковой ствол.

**БТ**

Бурильные трубы.

**БУ**

Буровая установка.

**ВЗД**

Винтовой забойный двигатель.

<b>ВСП</b>	Верхний силовой привод.
<b>ГГКц</b>	Гамма-гамма каротаж цементометрия.
<b>ГГЦ</b>	Гамма-гамма-цементометрия.
<b>ГИС</b>	Геофизические исследования скважины.
<b>ГНВП</b>	Газо-нефте-водо-проявление.
<b>ГК</b>	Гамма каротаж.
<b>ГНКТ</b>	Гибкие насосно-компрессорные трубы.
<b>ГРП</b>	Гидравлический разрыв пласта.
<b>ГСМ</b>	Горюче-смазочные материалы.
<b>ГФР</b>	Геофизические работы.
<b>ДГРР</b>	Департамент геологоразведочных работ ПАО «НК «Роснефть».
<b>ДЗУ</b>	Дроссельно-запорное устройство.
<b>ДРМ</b>	Департамент разработки месторождений ПАО «НК «Роснефть».
<b>ДСС</b>	Департамент строительства скважин ПАО «НК «Роснефть».
<b>ДУГАиП</b>	Департамент управления газовыми активами и проектами ПАО «НК «Роснефть».
<b>ЗБС</b>	Зарезка (бурение) бокового ствола.
<b>КРС</b>	Капитальный ремонт скважин.
<b>КНБК</b>	Компоновка низа бурильной колонны.
<b>КО</b>	Клин-отклонитель.
<b>ЛАР</b>	Ловильно-аварийные работы.
<b>ЛБТ</b>	Легкоплавные бурильные трубы.
<b>ЛВЖ</b>	Легко-воспламеняющиеся жидкости.
<b>ЛМ</b>	Локатор муфт.
<b>ЛЭП</b>	Линии электропередач.
<b>МБУ</b>	Мобильная буровая установка.
<b>МЗС</b>	Многозабойная скважина.

<b>МСЗ</b>	Метчик специальный замковый.
<b>МЛМ</b>	Магнитный локатор муфт.
<b>МСГРП</b>	Многостадийный гидроразрыв пласта.
<b>МСС</b>	Многоствольная скважина.
<b>НКБ</b>	Насосно-компрессорные трубы безмуфтовые с высаженными наружу концами.
<b>НКМ</b>	Насосно-компрессорные трубы гладкие, высокогерметичные.
<b>НКТ</b>	Насосно-компрессорные трубы.
<b>2ННКТ</b>	Двухзондовый нейтрон–нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.
<b>НЭК</b>	Не герметичность эксплуатационной колонны.
<b>ОК</b>	Обсадная колонна.
<b>ОПЗ</b>	Обработка призабойной зоны пласта.
<b>ОТСЭК</b>	Определение технического состояния эксплуатационной колонны.
<b>ОТ ТБиООС</b>	Охрана труда, техники безопасности и охраны окружающей среды.
<b>ПВО</b>	Противовыбросовое оборудование.
<b>ПВР</b>	Прострелочно-взрывные работы.
<b>ПГП</b>	Пакер гидравлический проходной.
<b>ПДК</b>	Постоянно-действующая комиссия.
<b>ПМЗ</b>	Пакер механический забойный.
<b>ПОУ</b>	Печать объемная универсальная.
<b>ППД</b>	Поддержание пластового давления.
<b>ПР</b>	Подготовительные работы.
<b>ПРК</b>	Пакер разбуриваемый колонный.
<b>ПСШ</b>	Перо-скрепер-шаблон.
<b>ПШ</b>	План шайба.
<b>РИР</b>	Ремонтно-изоляционные работы.

<b>СБТ</b>	Стальные бурильные трубы.
<b>СЗСС</b>	Служба заказчика по строительству скважин.
<b>СКЦ</b>	Станция контроля цементирования.
<b>СИЗ</b>	Средства индивидуальной защиты.
<b>СПО</b>	Спуско-подъемные операции.
<b>СЭС</b>	Система селективной эксплуатации скважины.
<b>ТБТ</b>	Труба буровая толстостенная.
<b>ТЗ</b>	Техническое задание.
<b>ТКРС</b>	Текущий и капитальный ремонт скважин.
<b>ТП</b>	Транзитный пласт.
<b>УБТ</b>	Утяжеленные бурильные трубы.
<b>УБТС</b>	Утяжеленная бурильная труба стальная.
<b>УЗД</b>	Ультразвуковая дефектоскопия.
<b>УНГ</b>	Установка нагнетания газа.
<b>УС</b>	Углубление скважины.
<b>ФА</b>	Фонтанная арматура.
<b>ФГС</b>	Фильтры для горизонтальных скважин.
<b>ФЕС</b>	Фильтрационно-емкостные свойства пласта.
<b>ФЗС</b>	Фрез забойный со стабилизатором.
<b>ФМЗ</b>	Фрез магнитный с механическим захватом.
<b>ЦДНГ</b>	Цех добычи нефти и газа Общества Группы.
<b>ЦКОД</b>	Клапан обратный дроссельный.
<b>ЦМ</b>	Цементный мост.
<b>ЦСГО</b>	Центральная система грубой очистки.
<b>ЭК</b>	Эксплуатационная колонна скважины.
<b>DPI</b>	Дисконтированный индекс рентабельности (Discounted Profitability Index).

<b>ICD</b>	Пассивное устройство контроля притока (inflow control device).
<b>LWD</b>	Каротаж в процессе бурения «Logging While Drilling».
<b>TAML</b>	Международная классификация многоствольных скважин.

### 3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Зарезка (бурение) боковых стволов в скважинах производится в следующих случаях:

- вскрытие дополнительных продуктивных мощностей путем проводки ответвлений (в том числе горизонтальных) из пробуренных стволов скважин;
- восстановление бездействующего фонда скважин, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам (при достаточной сохранности крепи скважины и экономической целесообразности), с целью вскрытия новым стволом участков с неизлеченными запасами углеводородного сырья;
- ликвидация аварий, инцидентов и осложнений (снятие ЭК, заклинивание инструмента, незапланированное цементирование колонны бурильных или лифтовых труб и другие), возникших в процессе бурения, эксплуатации скважины или при проведении ремонтных работ.

При определении скважин, подлежащих восстановлению, должна быть произведена тщательная геологическая и экономическая оценка этих работ исходя из величины извлекаемых запасов и предельного начального дебита.

#### 3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ВИДОВ ЗБС

Классификация ЗБС по назначению:

- *с целью добычи нефти и газа* – БС бурят для извлечения нефти и газа из залежи, или для закачки рабочего агента (воды, газа и др.) в эксплуатируемый пласт для целей поддержания и восстановления пластового давления;
- *с целью доразведки месторождений* – БС бурят для уточнения запасов и сбора исходных данных для составления технологической схемы разработки залежи;
- *прочие ЗБС* - БС бурят для утилизации отходов или ликвидации чрезвычайных ситуаций.

ЗБС по профилю пробуренных БС подразделяется на:

- наклонно-направленные;
- горизонтальные;
- с углублением ствола скважины;
- многоствольные;
- многозабойные.

#### 3.2. ЦИКЛ ЗАРЕЗКИ (БУРЕНИЯ) БОКОВЫХ СТОЛОВ И ЭТАПЫ РАБОТ

Цикл восстановления скважин методом ЗБС включает в себя следующие этапы работ:

1. **Этап - Подготовка скважины к ЗБС**, который включает в себя операции:
  - глушение скважины;

- переезд и монтаж подъемного агрегата, и оборудование бригады КРС;
- извлечение подземного оборудования из скважины;
- извлечение части ЭК (при реконструкции скважины);
- проведение комплекса работ по определению технического состояния ЭК и пластовых давлений пластов, в т.ч. при необходимости транзитных;
- проведение комплекса ГИС по определению качества цементирования ЭК, по местоположению муфтовых соединений обсадной колонны и по определению зенитного угла и азимута;
- ликвидация интервалов перфорации скважины с установкой ЦМ;
- шаблонировка обсадной колонны, нормализация и промывка забоя скважины;
- испытание ликвидационных мостов и обсадной колонны на герметичность давлением и/или снижением уровня в скважине;
- вырезка «окна» в эксплуатационной колонне силами бригад КРС (опережающая подготовка, до начала ЗБС);
- демонтаж оборудования бригады КРС.

## 2. Этап - Бурение БС скважины, который включает в себя операции:

- переезд бригады ЗБС и монтаж бурового оборудования;
- вырезка «окна» в ЭК силами бригады ЗБС (если вырезка «окна» не произведена при ПР к ЗБС);
- бурение БС с траекторией, согласно утвержденного плана работ<sup>1</sup>;
- окончательный каротаж (при необходимости);
- подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны (при реконструкции скважины);
- спуск и цементирование обсадной колонны (при реконструкции скважины);
- окончательный каротаж (при необходимости);
- подготовка ствола скважины к спуску хвостовика;
- спуск и цементирование хвостовика с контролем герметичности скважины на буровом растворе;
- нормализация забоя бокового ствола скважины, замена бурового на солевой раствор в объеме скважины (при необходимости);
- спуск колонны НКТ и монтаж фонтанной арматуры;
- демонтаж оборудования бригады ЗБС.

### Примечание:

*Этап Бурение БС скважины начинается, датой (и временем с точностью до минут, например, 27.10.2016 17:45) начала переезда подъемного агрегата буровой бригады*

<sup>1</sup> План работ разработан в соответствии с п. 986 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

*ЗБС и заканчивается датой (временем) освобождения устья скважины подъемным агрегатом буровой бригады ЗБС.*

**3. Этап - Освоение скважины после бурения БС, который включает в себя операции:**

- переезд и монтаж подъемного агрегата и оборудования бригады КРС;
- оценка и испытание скважины на герметичность;
- проведение комплекса ГИС по определению качества цементирования и уточнения фактического интервала установки хвостовика и его элементов;
- вторичное вскрытие продуктивных горизонтов (если это предусмотрено конструкцией скважины);
- проведение работ по стимуляции, интенсификации притока (при необходимости);
- вызов притока и оценка потенциала скважины;
- спуск подземного оборудования и его запуск;
- демонтаж оборудования бригады КРС.

## **4. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТОЛОВ**

### **4.1. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ БОКОВЫХ СТОЛОВ**

На основании подготовленного ОГ и согласованного с ДРМ перечня скважин-кандидатов для бурения боковых стволов СЗСС формирует график восстановления скважин методом ЗБС.

Графики восстановления скважин методом ЗБС формируются и согласовываются с помощью корпоративного программного обеспечения - информационная система «Графики строительства и реконструкции скважин» (в соответствии с требованиями, установленными в Инструкции Компании «Формирование графиков строительства и реконструкции скважин с использованием корпоративного программного обеспечения «Графики строительства и реконструкции скважин» № П2-10 И-0004).

### **4.2. ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ БОКОВЫХ СТОЛОВ**

Бурение БС при КРС проводится по планам, утвержденным буровым подрядчиком и согласованным с заказчиком в соответствии с документацией на капитальный ремонт фонда скважин месторождения, площади, куста.

План работ (программа бурения БС при КРС) должен содержать подробную информацию обо всем цикле бурения и заканчивания БС, в том числе следующие сведения:

- сведения о конструкции и состоянии скважины;
- пластовые давления и дату их последнего замера;
- сведения о внутрискважинном оборудовании;
- перечень планируемых технологических операций;
- режимы и параметры технологических процессов;
- сведения о категории скважины;
- газовый фактор;
- схему и тип противовыбросового оборудования;
- плотность жидкости глушения и параметры промывочной жидкости;
- объем запаса раствора, условия его доставки с растворного узла;
- интервал вырезки «окна» в эксплуатационной колонне;
- технические средства и режимы работ по вырезке «окна»;
- параметры траектории бокового ствола (радиус кривизны, длина бокового ствола и т.п.);
- компоновки колонны труб и низа бурильной колонны;

- тип породоразрушающего инструмента и его привода;
- навигационное обеспечение траектории бокового ствола или горизонтального ответвления;
- режимы проходки бокового ствола и утилизации выбуренной породы;
- крепление пробуренного ствола (спуск фильтра, технологическая оснастка, сочленение фильтра с эксплуатационной колонной и т.д.);
- мероприятия по предотвращению аварий (нефтегазопроявлений и т.п.).

Кроме основного плана работ должны составляться дополнительные планы работ на крепление боковых стволов, которые составляются по результатам интерпретации данных геофизического каротажа в процессе бурения или окончательного каротажа.

**Бурение БС при реконструкции** скважин проводятся по планам, утвержденным буровым подрядчиком и согласованным с заказчиком в соответствии с рабочим проектом на реконструкцию скважин.

Рабочий проект на реконструкцию скважин должен соответствовать требованиям проектной документации на разработку месторождения.

Рабочие проекты разрабатываются:

- на бурение БС для группы реконструируемых скважин, расположенных на одной площади (месторождении) - **групповой рабочий проект на реконструкцию скважин;**
- на бурение БС из отдельной скважины - **индивидуальный рабочий проект на реконструкцию скважины.**

Индивидуальный рабочий проект на реконструкцию скважины составляется на бурение БС в условиях АВПД, в осложненных условиях бурения, а также в случае, где требуются индивидуальные технико-технологические решения.

В случае необходимости внесения дополнений к рабочему проекту на реконструкцию скважины Заказчик должен согласовать свои предложения:

- с ДСС и ДРМ, при реконструкции скважины с целью добычи нефти;
- с ДСС и ДГРР, при реконструкции скважины с целью доразведки месторождения;
- с ДСС и ДУГАиП, при реконструкции скважины с целью добычи газа.

## 5. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Технология восстановления скважин методом ЗБС предусматривает:

- выбор наземного оборудования;
- определение оптимальной глубины интервала забуривания БС (при необходимости извлечение части ЭК);
- предварительный расчет длины участка обсадной колонны, подлежащего вскрытию;
- выбор режимных параметров вскрытия колонны;
- расчет установки ЦМ;
- расчет проектного профиля и конструкции БС;
- расчет отклоняющих и неориентируемых компоновок бурильного инструмента для забуривания БС;
- выбор способа и технических средств ориентирования отклоняющей компоновки и контроля параметров БС;
- выбор режимных параметров забуривания и бурения БС;
- заканчивание БС.

Применение технологии бурения бокового ствола обеспечивает:

- забуривание БС или УС из обсадной колонны диаметром от 140 мм;
- максимальную интенсивность изменения зенитного угла ствола скважины;
- свободный пропуск в БС бурильного инструмента, геофизических приборов, отклоняющих компоновок бурильной колонны, «хвостовика», фильтра, пакеров и т.п.;
- безопасность бурения, крепления и последующей эксплуатации скважины.

Определение глубины и метода забуривания дополнительного ответвления или ствола скважины обуславливается следующим:

- скважина в интервале забуривания закреплена одной или несколькими обсадными колоннами;
- наличие или отсутствие цементного кольца за обсадной колонной;
- необходимость и возможность затрубного цементирования;
- устойчивость стенок скважины, минимальная твердость горных пород в интервале забуривания;
- максимальный зенитный угол и интенсивность искривления оси скважины в зоне выше интервала забуривания;
- возможность реализации проектного профиля восстанавливаемой скважины;
- наименьшая вероятность выбросов нефти и газа при забуривании.

## 5.1. СПОСОБЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

Схема заканчивания БС должна соответствовать литологии и структуре продуктивного пласта, предусматривать возможность проведения ремонтно-изоляционных работ.

Существуют четыре технологические схемы заканчивания БС:

- открытый ствол (способ 1);
- фильтр (способ 2);
- сплошное цементирование с последующей перфорацией (способ 3);
- манжетное цементирование (способ 4).

Каждая из технологических схем обладает достоинствами, недостатками и имеет свою область применения, которая определяется, прежде всего, геологическими факторами.

### Способ 1 - открытый ствол.

Преимущества:

- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;
- сокращение сроков восстановления скважины;
- низкая стоимость БС.

Недостатки:

- затруднено проведение ремонтно-изоляционных работ;
- возможное заваливание БС вследствие обрушения стенки скважины в неустойчивых породах при бурении или эксплуатации;
- возникновение рисков прихвата инструмента в ходе ремонтных работ на забое скважины и восстановления текущего забоя скважины;
- отсутствие возможности строительства горизонтального ствола скважины.

Рациональной областью применения технологической схемы 1 являются однородные, устойчивые продуктивные пласты, преимущественно карбонатные, при вскрытии наклонным стволом.

**Способ 2** - в пробуренный БС хвостовик устанавливается без цементирования. Изоляция заколонных перетоков достигается использованием в конструкции заколонных пакеров. Для обеспечения притока в интервал продуктивного горизонта устанавливаются фильтр или перфорированные обсадные трубы.

Преимущества:

- простая технология крепления;
- призабойная зона продуктивного пласта не загрязняется цементом;
- обеспечивается сохранность ствола;
- имеется возможность проведения работ по очистке ствола.

**Недостатки:**

- возможность межпластовых перетоков флюида при негерметичности заколонного пакера;
- вероятность прорыва воды из близко расположенных пластов и обводнение скважины;
- возможны осложнения при проведении ГРП;
- вероятность посадки заколонного пакера в каверну, т.е. риск отсутствия разобщения транзитных пластов.

Способ 2 целесообразно использовать при наклонном вскрытии однородного пласта в скважинах с герметичным заколонным пространством, при отсутствии близкорасположенных напорных водогазоносных горизонтов.

**Способ 3** - заканчивание скважины БС со сплошным цементированием хвостовика с последующей перфорацией в продуктивной части пласта.

**Преимущества:**

- возможность использования освоенные технологии исследования, цементирования, вторичного вскрытия и освоения скважины;
- обеспечивает перекрытие зон поступления пластовой воды и герметичность интервала забуривания БС;
- позволяет эксплуатировать переслаивающиеся коллекторы.

**Недостатки:**

- загрязнение призабойной зоны продуктивного пласта цементом;
- нарушение крепи в процессе перфорации хвостовика.

Область применения: продуктивные пласты с хорошими коллекторскими свойствами порового, трещиноватого типа при наличии водо и газосодержащих пропластков с различным давлением - при их вскрытии наклонным или горизонтальным боковым стволом; продуктивные пласты с низкими коллекторскими свойствами, представленные чередованием устойчивых и неустойчивых пород, при вскрытии наклонным боковым стволом.

**Способ 4** - манжетное цементирование хвостовика.

**Преимущества:**

- минимальное загрязнение продуктивного пласта;
- герметичность интервала забуривания;
- возможность селективного размещения фильтров.

**Недостатки:**

- сложная технология цементирования;
- дорогостоящее оборудование.

Целесообразно способ 4 применять при заканчивании преимущественно горизонтальных и наклонных БС в случаях наличия у кровли пласта газовой шапки или близкорасположенных

водонапорных горизонтов. Для скважин с горизонтальным окончанием может предусматриваться бурение вспомогательного (вертикального или наклонно-направленного пилотного) ствола. Цель бурения пилотного ствола – уточнение геологического разреза и параметров продуктивного пласта. На основании полученных при бурении пилотного ствола геофизических материалов производится корректировка траектории и длины горизонтального участка БС.

Вариант заканчивания БС рекомендуется выбирать в соответствии с техническим заданием Заказчика на основании детального изучения характеристик пласта и материалов по ранее пробуренным БС.

## 5.2. СПОСОБЫ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА

5.2.1. В зависимости от траектории БС скважины используются различные способы его крепления:

- для наклонно-направленных БС со снижением зенитного угла производится спуск хвостовика с цементированием на всю длину пробуренного ствола и последующей перфорацией в продуктивной части;
- для наклонно-направленных БС со снижением зенитного угла может производиться спуск хвостовика до кровли продуктивного пласта с последующим его вскрытием. Вид заканчивания БС с открытым забоем может быть применён при условии сохранения устойчивости стенок ствола во время эксплуатации. Решение об устойчивости ствола принимается после проведения испытания образцов керна на данном месторождении;
- для горизонтальных БС рекомендуется спуск хвостовика с фильтром в интервале залегания продуктивного горизонта с цементированием верхней части хвостовика.

5.2.2. В зависимости от диаметра обсадной колонны рекомендуются следующие диаметры хвостовиков:

- для колонн диаметром 140 - 146 мм – безмуфтовый (при необходимости) хвостовик диаметром 102 мм, толщина стенки 6.5-7мм, с внутренним диаметром 88мм;
- для колонн диаметром 168 мм – хвостовик диаметром 114 мм и 102мм (при необходимости), толщина стенки 7-8мм, с внутренним диаметром 98-99мм;
- для колонн диаметром 178 мм – хвостовик диаметром 114 мм и 102мм (при необходимости), толщина стенки 7-8мм, с внутренним диаметром 98-99мм (по отдельному расчету возможно применение хвостовика диаметром 127 мм, толщина стенки 7-9 мм, с внутренним диаметром 109 мм).

5.2.3. Для повышения надежности разобщения продуктивной горизонтальной части ствола от вышележащих водоносных или газоносных горизонтов в компоновке хвостовика БС применяются заколонные пакеры:

- механического действия;
- гидравлического действия (надувные);
- набухающие (при контакте с пластовым флюидом или промывочной жидкостью увеличиваются в объеме). Среда разбухания – нефти или вода.

5.2.4. Заколонные пакеры могут устанавливаться:

- в компоновке эксплуатационной колонны – над башмаком – когда при бурении новой горизонтальной скважины в разрезе имеется близко расположенный вышележащий водо- или газonosный горизонт;
- в компоновке хвостовика – над цементирующей муфтой – когда при бурении БГС в разрезе имеется близко расположенный вышележащий водо- или газonosный горизонт;
- в компоновке хвостовика – в горизонтальном участке – для разобщения продуктивных интервалов с различными фильтрационно-емкостными свойствами с целью возможности их селективной эксплуатации, либо регулирования отборов флюида. Различные модификации данной схемы применяются в так называемых «интеллектуальных» технологических системах для эксплуатации пластов (например: технология СЭС; устройство по контролю притока в скважину ICD);
- под цементированной муфтой для исключения миграции цементного раствора в не цементируемую часть и газа из не цементируемой части в цементируемый интервал;
- в компоновке хвостовика – в горизонтальном участке – для проведения работ по МСГРП.

5.2.5. Для заканчивания БС с горизонтальным окончанием применяются фильтры двух основных видов:

- перфорированные обсадные трубы (при необходимости с заглушками) того же типоразмера, что и весь хвостовик. Размер и плотность отверстий выбирается в зависимости от ожидаемых параметров эксплуатации скважины. Основной целью данного является обеспечение стабильности горизонтального ствола и предотвращение возможного обрушения стенок ствола скважины;
- специальные фильтры для горизонтальных скважин – ФГС – представляющие собой те же перфорированные трубы, обмотанные стальной проволокой. Характеристики ФГС зависят от диаметра и плотности отверстий (щелей) и от зазора между витками проволоки. Основная цель – в совокупности с упомянутым ранее предотвращение выноса твердых частиц породы из пласта (уменьшение пескопроявления).

5.2.6. В горизонтальный участок компоновки хвостовика может быть включено специальное оборудование для реализации различных технологий эксплуатации продуктивных пластов – так называемое «интеллектуальное» заканчивание. К ним относятся:

- СЭС – представляющие собой систему заколонных пакеров, разобщающих участки пласта с различными ФЕС, и специальное внутрискважинное оборудование. СЭС позволяет отключать либо приобщать к работе разделенные между собой интервалы горизонтального участка ствола.
- Системы выравнивания притока к скважине (ICD, эквалайзер) – позволяющие пассивно (без вмешательства с поверхности) регулировать отборы флюида из участков пласта с различными ФЕС, на которые разделен весь горизонтальный участок путем установки заколонных пакеров или на коллекторах, характеризующихся высокой проницаемостью и малыми депрессиями. Каждый участок, кроме специальных фильтров, оснащен устройством, специально рассчитываемым для определенных геологических условий, создающим определенный перепад давления в зависимости от проходящего через него объема флюида. Система способствует более равномерной выработке пласта за счет снижения вероятности образования конусов воды и газа из-за различных ФЕС или в результате перепада давления при течении флюида по горизонтальной части.

- оборудование для МСГРП.

## 6. БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТЕЛОВ СКВАЖИН

БУ, оборудование и инструмент для производства буровых работ по ЗБС подбирается исходя из литологического разреза планируемых профилей боковых стелов, геологических условий региона производства работ, действующей логистической схемой, региональных требований по утилизации шлама и других региональных условий.

БУ для бурения БС должна быть оснащена:

- Буровым станком требуемой грузоподъемности, рассчитанной согласно требований п. 135 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
- Буровыми насосами с необходимой производительностью и регулируемой подачей (по возможности) для создания оптимального режима очистки ствела скважины во время фрезерования, бурения и выполнения других работ, предусмотренных проектом (программой) на бурение БС.
- Циркуляционной системой бурового раствора, позволяющей производить эффективную очистку выходящего из скважины бурового раствора. Система очистки должна содержать: два рабочих вибросита, гидроциклон, илоотделитель и центрифугу. Сброс с гидроциклона и илоотделителя должен производиться на осушающее вибросито.
- При вскрытии газоносных горизонтов буровые установки обязательно должны быть оснащены вакуумным дегазатором.
- Ротором (для бурения БНС, УС) или верхним приводом (для бурения БГС) с регулируемой частотой вращения (с минимальным значением 10 об./мин.) с роторным моментоммером и с ограничителем крутящего момента.
- ПВО, согласно действующим техническим условиям Заказчика на монтаж ПВО.
- Емкостью долива, оборудованную механическим и электронным уровнемером, мерной линейкой с ценой деления 0,2 м<sup>3</sup>, а также двумя насосами для закачки бурового раствора в скважину.
- Энергетической установкой.
- Паровой установкой (котельной).
- Набором технологического инструмента (СБТ, ЛБТ, УБТ, ТБТ и т.д.) для выполнения всего объема работ по бурению, описанных в техническом задании.
- Вахтовым поселком, включающим в себя вагон-дома для отдыха персонала, столовую, культ-будку, вагон-сауну.

Требования к БУ, оборудованию и инструменту вносятся в установленную форму «Техническое требование (спецификация) для мобильной буровой установки» ([Приложение 1](#)) на основании геолого-технологического задания, выданного геологической службой Заказчика. Ответственность за правильность расчета и заполнение технических требований в установленную форму «Техническое требование (спецификацию) для мобильной буровой установки» несет Заказчик.

## 7. ВЫБОР ПРОЕКТНОЙ ТРАЕКТОРИИ БОКОВОГО СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектная траектория БС должна удовлетворять следующим основным требованиям:

- Вскрываемый ствол должен представлять собой единую зону совместимых условий бурения (при наличии несовместимых условий бурения в плане работ должны быть предусмотрены мероприятия для минимизации осложняющих рисков).
- Траектория БС должна рассчитываться с учетом информации о фактическом расположении стволов соседних скважин.
- Участок зарезки БС выбирается в устойчивой части разреза. Забуривание БС должно осуществляться на 30-50 м выше кровли или на 10-20 м ниже подошвы неустойчивых пород.
- Интенсивность искривления БС выбирается такой, при которой обеспечиваются минимально возможные сопротивления при СПО в процессе бурения и эксплуатации скважины с БС (что уменьшает вероятность желобообразований и осложнений), а также выполняются требования к интенсивности искривления БС применяемого подземного оборудования для ремонта и эксплуатации скважины (включая электро-погружное оборудование с учетом требований заводов производителей).

Проектная траектория БС должна обеспечивать:

- вращение бурильной колонны в процессе бурения с сохранением её прочностных характеристик;
- достижение заданной точки входа в продуктивный пласт и проводку БС с заданными углом и азимутом в продуктивном пласте;
- осуществление спуска хвостовика за один приём (при необходимости в два приёма), а цементирования, в зависимости от условий, в один или максимум, в два приёма;
- сохранение герметичности резьбовых соединений хвостовика в процессе спуска и длительной эксплуатации;
- возможность проведения ремонтных работ.

Целью проектирования профиля ствола восстанавливаемой скважины являются выбор его типа, расчет и построение траектории оси ствола.

Типы профилей БС разделяются на две группы: плоскостные и пространственные.

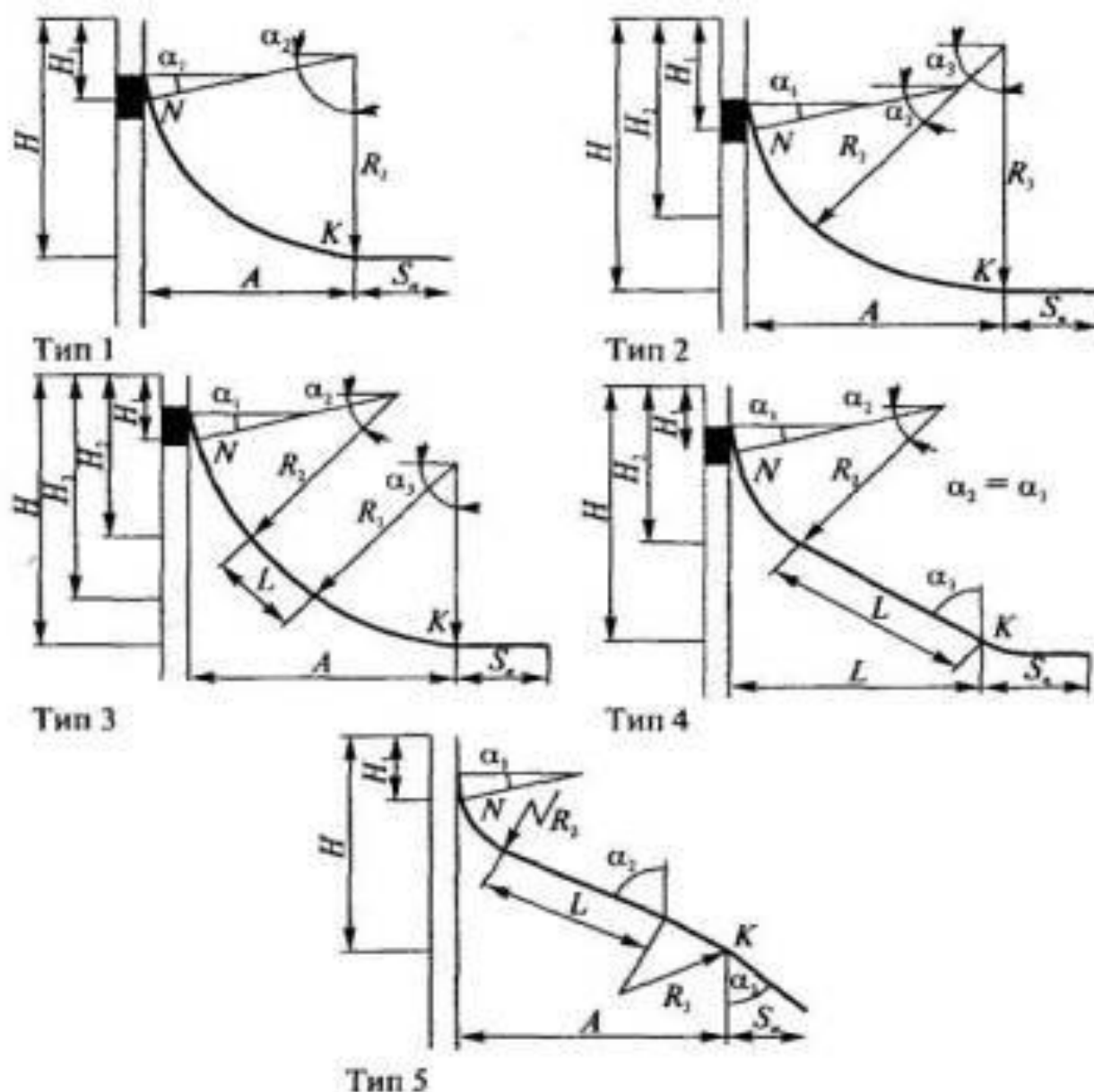


Рис. 1 Схема типовых профилей боковых стволов скважины

**Условные обозначения:**

$H$  - глубина БС по вертикали от устья до точки  $K$  в продуктивном пласте, м;

$H_1$  - глубина скважины по вертикали от устья до точки зарезки БС, м;

$\alpha_1$  - зенитный угол скважины в точке зарезки в плоскости бокового ствола, град;

$\alpha_2$  - зенитный угол скважины в конце участка зарезки бокового ствола, град;

$\alpha_3$  - зенитный угол скважины в точке  $K$ , град;

$R_2, R_3$  - радиусы кривизны участка зарезки и участка изменения зенитного угла соответственно, м;

$L$  - длина прямолинейно-наклонного участка, м;

$A$  - смещение бокового ствола скважины (горизонтальная проекция от точки зарезки до точки  $K$ ), м;

$S_n$  - участок БС в продуктивном пласте (интенсивность искривления  $I$  данного участка задается исходя из геологических условий залегания продуктивного пласта).

Выбор типа профиля ствола для восстановления конкретной скважины зависит от геолого-технических условий бурения, от способа вскрытия продуктивного горизонта (горизонтальным, наклонным или вертикальным стволом), от расположения предполагаемой точки входа в продуктивный пласт относительно восстанавливаемой скважины и т.д.

Основное отличие профилей БС от профилей наклонно направленных или горизонтальных скважин состоит в том, что БС обычно начинается с участка зарезки с некоторым начальным зенитным углом  $\alpha_1$ . В частном случае  $\alpha_1 = 0$ . Величина зенитного угла  $\alpha_1$  зависит от параметров кривизны восстанавливаемой скважины на глубине зарезки и от азимута направления БС. В связи с этим схема расчета бокового ствола несколько отличается от расчета профилей наклонных и горизонтальных скважин.

Рекомендуется применять, пять типов профилей боковых стволов, каждому из которых присвоен условный номер. Предполагается, что зарезка ствола начинается с набора зенитного угла  $\alpha_1$ .

**Профиль бокового ствола 1 типа** (рисунок 1) состоит из двух участков: набора зенитного угла от заданного значения  $\alpha_1$  до значения  $\alpha_2$  с постоянным радиусом кривизны  $R_2$  и участка  $S_n$  в продуктивном пласте.

**Профиль бокового ствола 2 типа** (рисунок 1) состоит из трех участков: набора зенитного угла от заданного значения  $\alpha_1$  до значения  $\alpha_2$  с постоянным радиусом кривизны  $R_2$ , набором зенитного угла до значения  $\alpha_3$  с постоянным радиусом кривизны  $R_3$  и участка  $S_n$ .

**Профиль бокового ствола 3 типа** (рисунок 1) состоит из четырех участков: набора зенитного угла от заданного значения  $\alpha_1$  до значения  $\alpha_2$  с постоянным радиусом кривизны  $R_2$ , прямолинейно-наклонного участка  $L$ , набора зенитного угла до значения  $\alpha_3$  с постоянным радиусом кривизны  $R_3$  и участка  $S_n$ .

**Профиль бокового ствола 4 типа** (рисунок 1) состоит из трех участков: набора зенитного угла от заданного значения  $\alpha_1$  до значения  $\alpha_2$  с постоянным радиусом кривизны  $R_2$ , прямолинейно-наклонного участка  $L$  и участка  $S_n$ .

**Профиль бокового ствола 5 типа** (рисунок 1) состоит из четырех участков: набора зенитного угла от заданного значения  $\alpha_1$  до значения  $\alpha_2$  с постоянным радиусом кривизны  $R_2$ , прямолинейно-наклонного участка  $L$ , уменьшения зенитного угла до значения  $\alpha_3$  с постоянным радиусом кривизны  $R_3$  и участка  $S_n$ .

Предполагается, что участок  $S_n$ , который присутствует в каждом из предлагаемых типов профилей боковых стволов, располагается в продуктивном пласте. Форма участка  $S_n$  может быть криволинейной или прямолинейной, в зависимости от решаемой задачи.

Расчет плоскостных профилей боковых стволов сводится к определению проекций и длин участков профиля, зенитного угла и интенсивности (радиуса) искривления каждого из участков, а также к определению длины бокового ствола (Таблица 1).

**Таблица 1**

**Основные формулы для расчета каждого из типов профилей боковых стволов**

№ ТИПА ПРОФИЛЯ БС	ФОРМУЛЫ
1	2
1	$H - H1 - R2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) = 0$ $A - R2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) = 0$
2	$H - H1 - R2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) = 0$ $A - R2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) = 0$
3	$H - H1 - R2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - L \sin \alpha_2 = 0$
4	$H - H1 - R2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - L \sin \alpha_2 = 0$
5	$H - H1 - R2 (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1) - R3 (\sin \alpha_3 - \sin \alpha_2) - L \cos \alpha_2 = 0$ $A - R2 (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2) - R3 (\cos \alpha_2 - \cos \alpha_3) - L \sin \alpha_2 = 0$

Для расчета профилей дополнительных стволов необходимы следующие исходные данные (Таблица 2).

**Таблица 2**

**Исходные данные и определяемые параметры профилей боковых стволов**

№ ТИПА ПРОФИЛЯ БС	ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ
1	2	3
1	H, H1, A, $\alpha_1$	$\alpha_2$ , R2
2	H, H1, R2, A, $\alpha_1$ , $\alpha_2$	$\alpha_3$ , R3
3, 5	H, H1, A, $\alpha_1$ , $\alpha_2$ , L	$\alpha_3$ , R3
4	H, H1, A, $\alpha_1$ , L	$\alpha_2$ , R2

При расчете профилей БС возможны также другие сочетания исходных данных и определяемых параметров, в зависимости от поставленной задачи. Например, если определяемыми параметрами для 1 типа профиля бокового ствола являются  $\alpha_2$  и A, то исходными данными являются H, H1, R2,  $\alpha_1$  и т.д.

## 8. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К БУРЕНИЮ БОКОВОГО СТВОЛА

На этапе планирования программы ЗБС выбор скважин - кандидатов производится геологическими и технологическими службами Заказчика.

Расчеты по оценке экономической целесообразности скважин-кандидатов для ЗБС рекомендуется выполнять в соответствии с Методическими указаниями Компании «Оценка экономической эффективности бизнес-проектов» № ПЗ-03 М-0007 и Методическими указаниями Компании «Классификация геолого-технических мероприятий на дополнительную добычу и расчет эффекта от них для целей бизнес-планирования» № П1-01.03 М-0091.

Решение о целесообразности проведения ЗБС принимается на основании ожидаемого DPI, рассчитанного исходя из ожидаемой стоимости ЗБС и прогнозируемой дополнительной добычи нефти и жидкости от ЗБС за расчетный период, а также при соответствии геолого-технического состояния скважин-кандидатов следующим условиям:

- Ствол скважины должен быть освобожден от посторонних предметов и аварийного оборудования, а также обеспечено свободное прохождение геофизических приборов, оборудования и инструмента при вырезке «окна» и бурении БС.
- Состояние цементного камня за эксплуатационной колонной в интервале вырезки «окна» должно позволять производить работы по вырезке «окна» дальнейшие работы по бурению БС.
- На скважине должны быть проведены исследования технического состояния обсадной колонны на износ, качества ее крепления с применением соответствующих методов и оборудования в интервале от устья до точки вырезки «окна». В случае выявления чрезмерного износа обсадной колонны и низкого качества крепления, принимается решение об исключении скважины из рейтинга скважин-кандидатов для бурения БС.
- Проведены гидродинамические исследования по уточнению фактического пластового давления в скважине.
- Обсадная колонна должна быть испытана избыточным давлением и признана герметичной при давлении, которое ожидается в процессе бурения БС и эксплуатации скважины. Решение об испытании скважин снижением уровня жидкости в скважине до расчетного динамического уровня эксплуатации скважины, должно приниматься Заказчиком индивидуально для каждой скважины.

*Примечание:* Работы по очистке забоя скважины от аварийного оборудования, по нормализации ствола скважины, изоляционные работы по подъему цемента за колонной, ликвидации нарушения колонны должны проводиться до включения скважины в окончательный перечень скважин-кандидатов для восстановления методом бурения боковых стволов.

Геологическая и технологическая службы Заказчика составляют план – заказ на подготовительные работы по форме, установленной Заказчиком, к восстановлению скважин методом бурения боковых стволов с учетом следующих требований:

- при подготовке скважины к ЗБС предусмотреть замену фонтанной арматуры;

- на скважинах с рисками возникновения ГНВП определить необходимость вскрытия транзитных пластов путем перфорации для определения избыточного давления;
- указать в плане-заказе на подготовительные работы давление опрессовки эксплуатационной колонны, с учетом фактора износа.

До производства работ по подготовке к бурению БС на скважине необходимо провести следующие работы:

1. Подготовить рабочую площадку под подъемную установку и бригадное оборудование КРС;
2. Подготовить устье скважины для производства работ (отогреть, очистить устьевое оборудование);
3. При наличии СКН, демонтировать их на данной и соседних скважинах;
4. Определить и подготовить место для утилизации жидких, твердых и бытовых отходов, образующихся во время подготовки и строительства БС;
5. Замерить давления скважины – буферное и затрубное, при необходимости заблаговременно провести мероприятия по снижению избыточного давления в скважине (включая остановку влияющих скважин ППД);
6. Произвести опережающее глушение скважины до начала переезда бригады КРС на скважину. Опережающее глушение рекомендуется проводить силами звеньев по подготовке скважин к ТКРС.

Подготовка скважины к бурению БС является начальным этапом восстановления скважины и производится силами специализированной бригады КРС с использованием подъемной установки меньшей грузоподъемности.

Сервисный подрядчик по подготовке скважины к бурению БС составляет план работ на подготовку скважины к бурению БС с учетом требований ТЗ Заказчика. План работ согласовывается с Сервисным подрядчиком по вырезке «окна», Буровым подрядчиком, Заказчиком и утверждается Сервисным подрядчиком по подготовке скважины к бурению БС.

### **8.1. СТАНДАРТНЫЙ МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ, ВЫПОЛНЯЕМЫХ БРИГАДОЙ КРС ПРИ ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ЗБС ИЛИ УГЛУБЛЕНИЯ (С ЦЕЛЬЮ ДОРАЗВЕДКИ ЗАПАСОВ) БЕЗ УСТАНОВКИ ОПОРНОГО ЦЕМЕНТНОГО МОСТА ПОД КЛИН-ОТКЛОНИТЕЛЬ**

- Опережающее глушение скважины.
- Монтаж оборудования бригады КРС.
- Глушение скважины (в случае невозможности проведения опережающего глушения).
- В случае если на скважине после глушения наблюдается рост давления, согласовать с геологической службой ОГ по замеру Ризб. перерасчет раствора глушения и производство повторного глушения (для более корректного замера Ризб. по требованию Заказчика возможен перевод скважины на раствор 1,01г\см<sup>3</sup>).
- Срыв ПШ с подземным оборудованием.
- Подъем подземного оборудования.

- В случае если произвести срыв план/шайбы с подземным оборудованием не предоставляется возможным в штатном режиме, согласовать с Заказчиком алгоритм ликвидации осложнения.
- Спуск компоновки «пера-скрепера-шаблона» диаметром на 4 мм меньше минимального диаметра эксплуатационной колонны (пример: для э/колонны  $\varnothing$ -146 мм с внутренним  $\varnothing$ -130 мм – используется шаблон  $\varnothing$ -126 мм).
- Для проведения шаблонирования ЭК принять следующие типоразмеры:
  1. Эксплуатационная колонна  $\varnothing$ -146мм:
    - а) с внутренним диаметром не менее 126 мм включительно), – шаблон  $\varnothing$ -122 мм;
    - б) с внутренним диаметром не менее 128мм включительно – шаблон  $\varnothing$ -124 мм;
    - в) с внутренним диаметром не менее 130 мм включительно – шаблон  $\varnothing$ -126мм;
  2. Эксплуатационная колонна  $\varnothing$ -168/178мм:
    - а) с внутренним диаметром не менее 139,2мм – шаблон  $\varnothing$ -135мм;
    - б) с внутренним диаметром не менее 146,8мм – шаблон  $\varnothing$ -143мм;
    - в) с внутренним диаметром не менее 150÷157,2мм – шаблон  $\varnothing$ -146мм;
    - г) с внутренним диаметром не менее 161,6-159,4мм – шаблон  $\varnothing$ -156мм;
- Возможно отклонение от указанных типоразмеров (в случае не стандартной конструкцией скважины).
- Произвести скреперование ЭК в интервалах установки изоляционных и опорного мостов (при необходимости – интервалов посадки пакера, ПМЗ, ПРК и другого оборудования).
- Произвести промывку забоя скважины, определить приемистость (по результатам приемистости определить дальнейшие работы по установке изоляционного моста спуском пера или установкой пакеров ПРК, ПМЗ и т.д.).
- Подготовку ствола скважины рекомендуется планировать за одно СПО инструмента.
- При не прохождении ПСШ предусмотреть СПО двухрейберной КНБК.
- В случае отсутствия или не полной проходки при первом СПО и возникновения осложнений при нормализации забоя, т.е. «жесткая» посадка инструмента ниже планового интервала установки цементного моста и клина отклонителя:
  - а) прекратить дальнейшую нормализацию забоя;
  - б) исключить случаи восстановления забоя дополнительными СПО забойными двигателями и/или фрезерующим инструментом;
  - в) оформить Акт об отсутствии проходки и «жесткой» посадки инструмента, нахождение на забое аварийного инструмента (оборудования, посторонних предметов, клямц и пр.) и невозможности дальнейшей нормализации забоя по форме Заказчика;
- По согласованию с геологической и технологической службами Заказчика, продолжить работы по плану ликвидации части ствола скважины с достигнутого текущего забоя, руководствуясь п. 1309 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

- Подъем компоновки «перо-скрепер-шаблона».
- При замене ФА, произвести спуск и посадку пакера на необходимую глубину (проработку под посадку пакера учесть при спуске ПСШ).
- Заменить ФА.
- Произвести подъем пакера.
- При не прохождении компоновки «перо-скрепер-шаблон» и/или КНБК через колонный (нулевой) патрубок при работах по подготовке скважины к ЗБС сервису по ТКРС организовать подачу телефонограммы Заказчику для завоза и последующей замены колонного (нулевого) патрубка.
- При не прохождении компоновок «перо-скрепер-шаблон» и/или КНБК по стволу скважины предусмотреть запись ГИС-профилеметрии э/колонны для дальнейшего принятия решения о целесообразности подготовки скважины к ЗБС.
- Проведение геофизических работ (исследований):
  - а) Техническое состояние ЭК;
  - б) АКЦ, ГГКц, 2ННКт по стволу ЭК;
  - в) Гироскоп (от забоя скважины до устья);
  - г) ГК ЛМ в масштабе 1:200 от забоя вверх на 600-700 м.

*Примечание: Для идентификации сдвижки измерений во время направленного бурения необходимо проведение ГК в масштабе 1:200 в интервале от 50м ниже подошвы до отметки 600-700м вверх по стволу, и ГК в масштабе 1:500 выше до башмака кондуктора. Необходим максимальный интервал замеров, так как по замерам ГК разными приборами можно коррелировать только наиболее заметные маркеры.*

- По результатам приемистости произвести:
  - а) при отсутствии, либо приемистости менее 50 м<sup>3</sup> – произвести спуск пера для ликвидации нижней части ствола скважины;
  - б) при приемистости более 50 м<sup>3</sup> – произвести спуск и посадку пакера ПРК, ПМЗ или аналогов до глубины, необходимой для ликвидации нижней части ствола скважины.
- Предусмотреть перед изоляцией испытанного нецелевого пласта проведение отсыпки ствола скважины с перекрытием зоны ПВР на 20-30м или отсечение мостовой пробкой/верхним приводом эксплуатационной колонны выше зоны перфорации с последующей установкой цементного моста в обоих случаях.
- В случае если мощность ЦМ более 70 м сервисному подрядчику по ТКРС (РИР) предусмотреть в плане работ проведение отсечения части ствола скважины в два – три этапа.
- ЦМ испытать разгрузкой инструмента на 10 тонн.
- Учесть, что при использовании пакеров (ПРК, ПМЗ и/или аналогов) вес при посадке пакера (нагрузка согласно паспорта) соответствует ~15 тн. и относится к испытанию.
- ЦМ испытать опрессовкой избыточным давлением (давление опрессовки э/колонны согласовать с геологической службой Заказчика).
- Ликвидация части ствола скважины выполняется в интервале на 50 м выше и 20 м ниже интервала перфорации ЭК.

- После ликвидации части ствола скважины при наличии вскрытых ТП и/или наличии негерметичностей ЭК (НЭК) выше установленного ЦМ:
  - а) произвести проработку э/колонны компоновкой ПСШ для спуска пакера;
  - б) произвести спуск и посадку пакера ниже ТП и/или НЭК;
  - в) опрессовать скважину избыточным давлением (давление опрессовки эксплуатационной колонны согласовать с геологической службой Заказчика), поднять пакер.
- Скважину, подготовленную к ЗБС необходимо:
  - а) опрессовать избыточным давлением (давление опрессовки э/колонны согласовать с геологической службой Заказчика);
  - б) провести тест на излив;
  - в) перевести на раствор уд. веса 1,01 г/см<sup>3</sup>;
  - г) после окончания работ по ГИС-свабированию – долить скважину до устья раствором уд. веса 1,01 г/см<sup>3</sup>;
  - д) составить акт испытаний э/колонны (по установленной форме Заказчика).
- На завершающей стадии подготовки скважины к ЗБС исключить ГИС-ОТСЭК понижением уровня методом свабирования (или исследованию скважин на депрессии с использованием азотной установки при соблюдении следующих условий:
  - а) скважины действующего фонда или находящиеся в бездействии не более 6 месяцев;
  - б) скважины ранее не работавшие под нагнетание в целях ППД;
  - в) возраст скважины не более 15 лет (с момента передачи из бурения в эксплуатацию);
  - г) отсутствие интенсивных работ с э/колонной скважины (райбирование, фрезерование, ЛАР и т.п.);
  - д) отсутствие не герметичностей э/колонны скважины по ранее выполненным геофизическим исследованиям.
- В процессе проведения ГИС-ОТСЭК (понижение уровня методом свабирования) или исследования скважины на депрессии (с использованием азотной установки) после ликвидации части ствола скважины с установкой ЦМ:
  - а) в случае подъема уровня жидкости в скважине (по результатам исследований) более 4 м в течение 8 часов – выполнить повторное наращивание ЦМ и/или РИР, повторные исследования ГИС-свабирование не производить, считать установку повторного ЦМ и/или РИР успешным при положительном результате опрессовки избыточным давлением и испытанием на излив.
  - б) в случае незначительного подъема уровня жидкости в скважине (по результатам исследований) не более 4 м в течение 8 часов – повторное наращивание ЦМ и/или РИР не проводить, считать установку ЦМ и/или РИР успешным при положительном результате опрессовки избыточным давлением и испытанием на излив.
- При подготовке скважины к ЗБС провести ревизию колонного (нулевого) патрубка ФА и самой ФА с составлением Акта и подтверждением фотоматериалами.
- Замена колонного (нулевого) патрубка ФА производится в случаях:
  - а) выявления износа колонного (нулевого) патрубка, муфты кондуктора, сварных соединений с фланцем ФА;

- б) высота колонного (нулевого) патрубка – более 350 мм;
- в) отсутствуют сварные соединения с обвязкой обсадных колонн – т.е. имеется техническая возможность отворота колонного (нулевого) патрубка.
- В случае выявления износа колонного (нулевого) патрубка, муфты кондуктора, сварных соединений с фланцем фонтанной арматуры сервису по ТКРС подать заявку в ЦДНГ на завоз материала для замены колонного (нулевого) патрубка.
- При необходимости замены колонного (нулевого) патрубка и/или ФА:
  - а) включать операции по замене в план-заказ;
  - б) предусмотреть с план-заказе проработку ЭК в месте посадки пакера (для замены ФА и/или колонного патрубка) в процессе проведения СПО компоновки «перо-скрепер-шаблон»;
  - в) монтаж и посадку пакера в ЭК для последующей замены ФА и/или колонного патрубка произвести в процессе подъёма компоновки «перо-скрепер-шаблон»;
  - г) заменить ФА и/или колонный патрубок;
  - д) произвести срыв пакера и его подъём с компоновкой «перо-скрепер-шаблон».
- Демонтаж оборудования КРС.

## **8.2. СТАНДАРТНЫЙ МИНИМАЛЬНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ ОПЕРАЦИЙ ВЫПОЛНЯЕМЫХ БРИГАДОЙ КРС ПРИ ПОДГОТОВКЕ СКВАЖИНЫ ДЛЯ УГЛУБЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ ЧЕРЕЗ БАШМАК ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ С ЦЕЛЬЮ ДОРАЗВЕДКИ ЗАПАСОВ**

- Опережающее глушение скважины.
- Монтаж оборудования бригады КРС.
- Глушение скважины (в случае невозможности проведения опережающего глушения).
- В случае если на скважине после глушения наблюдается рост давления, согласовать с геологической службой Заказчика перерасчёт раствора глушения и произвести повторное глушение.
- Срыв ПШ с подземным оборудованием.
- Подъём подземного оборудования.
- В случае если произвести срыв план/шайбы с подземным оборудованием не предоставляется возможным в штатном режиме, согласовать с Заказчиком алгоритм дальнейших действий.
- При получении инцидента (осложнения) произвести расследование инцидента ПДК согласно требований Положения Компании «Расследование аварий в процессе строительства скважин и зарезки боковых стволов на суше» № П2-10 Р-0216.
- Спуск компоновки «пера-скрепера-шаблона» диаметром на 4 мм меньше минимального диаметра эксплуатационной колонны (пример: для э/колонны  $\varnothing$ -146 мм с внутренним диаметром  $\varnothing$ -130 мм – используется шаблон  $\varnothing$ -126 мм).
- Для проведения шаблонирования э/колонны принять следующие типоразмеры:
  1. ЭК  $\varnothing$ -146мм:

- а) с внутренним диаметром не менее 126мм включительно – шаблон  $\varnothing$ -122мм;
  - б) с внутренним диаметром не менее 128мм включительно – шаблон  $\varnothing$ -124мм;
  - в) с внутренним диаметром не менее 130 мм включительно – шаблон  $\varnothing$ -126мм;
2. ЭК  $\varnothing$ -168/178мм:
- а) с внутренним диаметром не менее 139,2мм – шаблон  $\varnothing$ -135мм;
  - б) с внутренним диаметром не менее 146,8мм – шаблон  $\varnothing$ -143мм;
  - в) с внутренним диаметром не менее 150÷157,2мм – шаблон  $\varnothing$ -146мм;
  - г) с внутренним диаметром не менее 161,6÷159,4мм – шаблон  $\varnothing$ -156мм;
- Возможно отклонение от указанных типоразмеров (при не стандартной конструкцией скважины).
  - При не прохождении компоновок ПСШ предусмотреть запись ГИС профилометрии для дальнейшего принятия решения о целесообразности подготовки скважины к ЗБС.
  - При невозможности проведения шаблонирования всей колонны шаблоном 126 мм произвести шаблонирование до расчетной глубины установки клина-отклонителя шаблоном диаметром не менее 124 мм; Произвести скреперование э/к в интервалах установки изоляционного моста (при необходимости – интервалов посадки пакера, ПМЗ, ПРК и другого оборудования).
  - Произвести промывку забоя скважины, определить приемистость (по результатам приемистости определить дальнейшие работы по проведению РИР спуском пера или установкой пакеров ПРК, ПМЗ и т.д.);
  - Подготовку ствола скважины планировать в плане-заказе на ТКРС одной спускоподъемной операцией.
  - Подъем компоновки «перо-скрепер-шаблон».
  - Проведение геофизических работ (исследований):
    - а) Техническое состояние ЭК;
    - б) АКЦ, ГГКц, 2ННКт по стволу э/колонны;
    - в) Гироскоп (от забоя скважины до устья);
    - г) ГК ЛМ в масштабе 1:200 от забоя вверх на 600-700 м.

*Примечание:* Для идентификации сдвижки измерений во время направленного бурения необходимо проведение ГК в масштабе 1:200 в интервале от 50м ниже подошвы до отметки 600-700м вверх по стволу, и ГК в масштабе 1:500 выше до башмака кондуктора. Необходим максимальный интервал замеров, так как по замерам ГК разными приборами можно коррелировать только наиболее заметные маркеры.

- По результатам приемистости произвести:
  - а) при отсутствии, либо приемистости менее 50м<sup>3</sup> – произвести спуск пера для установки изоляционного ЦМ;
  - б) при приемистости более 50м<sup>3</sup> – произвести спуск и посадку пакера ПРК, ПМЗ или аналогов до глубины, необходимой для установки изоляционного ЦМ.

- Опрессовать скважину избыточным давлением (давление опрессовки эксплуатационной колонны согласовать с геологической службой Заказчика). Составить акт испытания ЭК по установленной форме Заказчика.
- Спуск долота (тип порода разрушающего инструмента, его диаметр согласовать с Заказчиком) и разбуривание изоляционного ЦМ (при помощи ВЗД или роторной компоновки) + 5 м ниже интервала перфорации.
- Опрессовать скважину избыточным давлением (давление опрессовки эксплуатационной колонны согласовать с геологической службой Заказчика).
- По результатам опрессовки скважины:
  - ♦ **при не герметичности э/колонны:**
    - а) подъем долота;
    - б) ГИС-ОТСЭК;
    - в) по результатам ГИС принятие решение по дальнейшим работам согласовать с Заказчиком.
  - ♦ **при герметичности э/колонны:**
    - а) СПО торцевого фрезы;
    - б) фрезерование текущего забоя и стоп-кольца +10 м.
- В случае отсутствия проходки при первом СПО и возникновения осложнений при нормализации забоя, т.е. «жесткая» посадка инструмента:
  - а) прекратить дальнейшую нормализацию забоя;
  - б) исключить случаи восстановления забоя дополнительными СПО забойными двигателями и фрезерующим инструментом;
  - в) оформить Акт об отсутствии проходки и «жесткой» посадки инструмента (форма акта установлена Заказчиком), нахождение на забое аварийного инструмента (оборудования, посторонних предметов, клямц и пр.) и невозможности дальнейшей нормализации забоя;
  - г) согласовать решения с геолого-техническими службами Заказчика;
- Дальнейшие работы производить согласно требований раздела 8.2.
- При подготовке скважины к ЗБС провести ревизию колонного (нулевого) патрубка фонтанной арматуры (ФА) и самой ФА с составлением Акта и подтверждением фотоматериалами.
- Замена колонного (нулевого) патрубка ФА производится в случаях:
  - а) выявления износа колонного (нулевого) патрубка, муфты кондуктора, сварных соединений с фланцем ФА;
  - б) высота колонного (нулевого) патрубка – более 350 мм;
  - в) отсутствуют сварные соединения с обвязкой обсадных колонн – т.е. имеется техническая возможность отворота колонного (нулевого) патрубка.
- В случае выявления износа колонного (нулевого) патрубка, муфты кондуктора, сварных соединений с фланцем фонтанной арматуры подать заявку в ЦДНГ на завоз материала для замены колонного (нулевого) патрубка.
- При необходимости замены колонного (нулевого) патрубка и/или ФА:

- а) предусмотреть с план-заказе проработку ЭК в месте посадки пакера (для замены ФА и/или колонного патрубка) в процессе проведения СПО компоновки «перо-скрепер-шаблон»;
  - б) монтаж и посадку пакера в э/колонне для последующей замены ФА и/или колонного патрубка произвести в процессе подъема компоновки «перо-скрепер-шаблон»;
  - в) заменить ФА и/или колонный патрубок;
  - г) произвести срыв пакера и его подъем с компоновкой «перо-скрепер-шаблон».
- Спустить воронку на НКТ 73 мм до Н=1500 м.
  - Демонтаж оборудования.

Супервайзер при ПР к ЗБС, в обязательном порядке, должен контролировать выполнение следующих работ:

- проходимость обсадной колонны шаблоном с размером, соответствующим максимальным длине и диаметрам оборудования, которое будет использовано для бурения БС;
- установку изоляционного и опорного цементных мостов в стволе скважины;
- испытание цементного моста разгрузкой бурильного инструмента на голову цементного моста;
- испытание обсадной колонны и интервалов изоляции на герметичность избыточным давлением;
- обследование забоя скважины на наличие (отсутствие) посторонних металлических предметов.

После завершения работ по подготовке скважины к бурению БС в скважину спускается подвеска НКТ. Устье скважины оборудуется согласно Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

Сервисный подрядчик по подготовке скважин к ЗБС по окончании работ передает СЗСС следующий обязательный перечень документов по формам, установленным Заказчиком:

- Акт (отчет) выполненных работ при подготовке скважины к ЗБС;
- Акт о шаблонировке и скреперовании эксплуатационной колонны с указанием интервалов скрепирования и глубины дохождения ПСШ (форма акта установлена ОГ) (если в компоновке было несколько ПСШ разных диаметров, указывать глубину дохождения каждого ПСШ);
- Акт об испытании цементного моста с указанием кровли и величины разгрузки;
- Акт об опрессовке цементного моста и эксплуатационной колоны избыточным давлением;
- Акт ревизии колонного (нулевого) патрубка или замены его;
- Результаты ГИС (гироскопия, заключение по состоянию цементного камня за ЭК, толщинометрия, ГК и ЛМ в интервале вырезки «окна».

## 9. ПОДГОТОВКА СКВАЖИНЫ К ВЫРЕЗАНИЮ «ОКНА» В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

Интервал вырезки «окна» в обсадной колонне рассчитывается из условия реализации проектного профиля ствола БС, и следующих факторов:

- устойчивость горных пород в интервале «окна»;
- хорошее качество цементирования;
- интенсивность искривления ствола скважины не более  $2^{\circ}/10\text{м.}$ ;
- отсутствие зон перфорации выше или в интервале вырезки «окна»;
- расположение муфт эксплуатационной колонны не ближе 2м. от границ «окна».

### 9.1. МИНИМАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ ПО ВЫРЕЗКЕ «ОКНА»

- Оборудование должно иметь технический паспорт, с указанием заводского номера, технических характеристик и инструкцию по эксплуатации оборудования. Применение оборудования без паспорта или с некорректно заполненным паспортом не допускается.
- Заводской номер, нанесенный на тело оборудования, должен совпадать с номером, указанным в техническом паспорте. При несовпадении указанных номеров эксплуатация оборудования запрещается.
- Оборудование должно удовлетворять критериям надежности. Процент брака в оборудовании не должен превышать допустимых значений.
- Применение реставрированных (ремонтных фрезеров) разрешается только по согласованию с Заказчиком.
- Оборудование должно иметь заводскую упаковку (ящик, контейнер).
- Поставляемое оборудование и инструмент должны быть надёжно защищены от коррозии в течение всего периода транспортировки и хранения. Резьбы оборудования должны иметь защитные колпаки.
- Упаковка оборудования должна гарантировать сохранность поставляемого оборудования и инструмента от повреждений в течение транспортировки и подходить для перемещения при помощи подъемного крана.
- Наличие гидравлических, механических КО и вырезающего инструмента для всех запланированных диаметров обсадных колонн с возможностью установки с упором и без упора на забой.
- Оборудование по вырезке окна должно обеспечивать полную совместимость с оборудованием бурового подрядчика.
- Применяемое оборудование должно обеспечивать посадку КО, вырезание окна и бурение кармана за одно СПО.
- Оборудование должно обеспечивать ориентирование и установку гидравлического клина отклонителя при зенитном угле до  $45^{\circ}$  и механического клина отклонителя до  $80^{\circ}$ .

- Необходимо иметь в наличии резервный комплект фрезеров на случай износа основных после вырезки окна более допустимых норм (для повторной проработки окна).
- Необходимо иметь в наличии подгоночные патрубки для установки механического клина – отклонителя в требуемом интервале.
- Оборудование должно обеспечивать возможность формирования высоты «окна» в обсадной колонне не менее 3м;
- Резьбовые соединения элементов КНБК для вырезки окна должны соответствовать нормативным значениям индекса прочности на изгиб
- Необходимо иметь в районе проведения работ специализированное оборудование (инструмент) необходимое для ликвидации аварии, нештатной работы, извлечения из скважины оборудования сервисного подрядчика по вырезке окна и доставкой на объект выполнения работ.
- Клин-отклонитель должен иметь возможность аварийного извлечения/отсоединения.
- Сервисный подрядчик организует круглосуточную работу базы, либо складского помещения в районе проведения работ. Складское помещение должно иметь обогрев в холодное время года.

## 9.2. МИНИМАЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ГЕОФИЗИЧЕСКОМУ ОБОРУДОВАНИЮ

- Геофизические работы должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям в бурящихся скважинах.
- К геофизическим работам допускаются сертифицированные оборудование, кабель и аппаратура.
- Геофизические приборы должны проходить периодическую поверку и калибровку в сроки, указанные производителем. В случае нарушения сроков поверки и калибровки такие приборы к работе не допускаются.
- Каротажные подъемники должны быть укомплектованы:
  - ♦ подвесными и направляющими роликами, упорными башмаками и приспособлением для рубки кабеля;
  - ♦ средствами визуального контроля за глубиной спуско-подъема, скоростью движения и натяжением кабеля;
  - ♦ соединительными кабелями с прочным электроизоляционным покрытием;
  - ♦ автоматизированным кабелеукладчиком;
  - ♦ зажимами для крепления каротажного кабеля;
  - ♦ необходимым оборудованием для проведения аварийных работ.

## 9.3. ТРЕБОВАНИЕ К ПРОГРАММЕ РАБОТ ПО ВЫРЕЗКЕ «ОКНА»

Программа работ по вырезке «окна» должна включать в себя следующие разделы:

1. Задачи – указываются задачи, которые необходимо выполнить в процессе работ.

2. Исходные данные – раздел должен содержать следующую информацию, не ограничиваясь:
  - Интервал вырезки окна.
  - Интервал технологического кармана.
  - Направление ориентирования клина-отклонителя.
  - Информацию о расположении муфт обсадной колонны в интервале окна, качестве заколонного цемента.
  - Глубины максимальных значений зенитного угла и пространственной интенсивности искривления материнского ствола скважины.
  - Конструкцию материнского ствола скважины, с указанием диаметров обсадных колонн, глубины спуска, толщины стенки и марки стали труб.
  - Сведения о диаметре шаблона, применявшегося при подготовке скважины к ЗБС.
  - Схему спускаемой в скважину компоновки с указанием наименований, геометрических параметров, размеров присоединительных резьб оборудования.
  - Тип и диаметр долота для отхода от колонны.
3. Компоновки – раздел включает в себя все схемы КНБК, с указанием ее элементов, наружного и внутреннего диаметра, длины элементов, резьбовые соединения.
4. Подготовительные работы – указывается минимальный перечень работ, которые необходимо выполнить перед началом основных работ.
5. Порядок выполнения работ – в разделе должен быть пошагово прописан весь порядок выполнения работ. Указываются оптимальные режимы работы оборудования, ограничения.
6. Возможные осложнения при проведении работ – в указанном разделе отражается информация по основным, часто встречающимся осложнениям во время выполнения работ, а также пути их решения.

## 10. ВЫРЕЗАНИЕ «ОКНА» В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ

По принципу установки в обсадной колонне клины-отклонители подразделяются на следующие типы:

- клин-отклонитель гидравлический – крепление клина-отклонителя в обсадной колонне производится с помощью гидравлического якоря, без упора на забой;
- клин-отклонитель гидромеханический – крепление клина-отклонителя в обсадной колонне производится с помощью системы гидравлического и механического независимых якорей, без упора на забой;
- клин-отклонитель механический – крепление клина-отклонителя в обсадной колонне производится только при непосредственной опоре клина на забой (цементный мост);
- клин-отклонитель цементируемый – конструкция клина-отклонителя предполагает опору на забой и последующее цементирование.

Наиболее предпочтительным методом вырезки «окна» в обсадной колонне считается, вырезка «окна» с использованием однорейсового комплекта гидравлического клина-отклонителя, т.е. врезка «окна» за одну СПО.

Основными элементами однорейсового комплекта гидравлического клина-отклонителя являются:

- гидравлический якорь или расклинивающее устройство;
- гидросистема;
- клин-отклонитель;
- крепежно-срезной винт;
- комплект фрезер-райбер (оконный и арбузный, 1-2шт. в зависимости от конструкции);
- телеметрическая система.

Вырезающий фрезер-райбер присоединяется к клину-отклонителю при помощи крепежно-срезного винта.

Вырезание «окна» в колонне производится при помощи фрезер-райберов различной конструкции в сочетании с клиновым отклоняющим устройством отечественных и зарубежных производителей.

Перед спуском клина-отклонителя проводится оценка возможности свободного прохождения клина-отклонителя к месту его установки с помощью компоновки для шаблонирования эксплуатационных колонн КНБК № 1.

**Таблица 3**  
**Состав компоновки КНБК № 1 для шаблонирования эксплуатационных колонн**

№№ П/П	КНБК № 1
1	2
1	Фрез оконный
2	Фрез арбузный

№№ П/П	КНБК № 1
1	2
3	Труба одиночка ТБТ или СБТ
4	Реперный патрубок-0,5...2,0 м
5	Бурильные трубы СБТ

Спуск КНБК №1 в эксплуатационной колонне производится, с ограничением скорости спуска до 1 м/сек.

Места посадок шаблонирующей компоновки необходимо проработать с вращением ротора и промывкой до полного устранения посадок. Особо тщательно очистить посадочное место якоря клина-отклонителя от различных отложений (на 5 м выше и ниже, предполагаемого интервала посадки якоря).

После шаблонирования обсадной колонны собирается КНБК с клином-отклонителем и ориентирующим устройством. Обязательно проверяется работоспособность канала связи ориентирующего устройства.

Работы по сборке, спуску клина-отклонителя необходимо производить в соответствии с инструкцией компании-производителя данного оборудования.

Производится спуск клина-отклонителя до заданной глубины скважины. Спуск компоновки на стальных бурильных трубах ведётся со скоростью не более 0.2м/сек с замером длины инструмента.

Установка клина-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться с учётом предотвращения выпадения клина из обсадной колонны при проведении дальнейших работ по бурению БС; т.е. клин-отклонитель должен быть установлен с ориентацией рабочей поверхности в направлении фактического азимута искривления ствола скважины на участке зарезки, в пределах  $\pm 90^\circ$  вокруг оси ствола скважины.

В вертикальных скважинах установка клина-отклонителя должна производиться в направлении проектного азимута зарезки бокового ствола.

Определить пространственное положение клина с помощью телеметрической системы с гироскопом. Установить клин в требуемое положение с помощью гироскопа; установку осуществлять разворотом КНБК на требуемый угол по часовой стрелке с последующим расхаживанием на длину квадрата 3-4 раза.

Создавая давление во внутренней полости бурильных труб, производится заякоривания клина-отклонителя на планируемом участке обсадной колонны.

При натяжении бурильной колонны на 8 – 12 тонн сверх собственного веса производится срез винтового соединения и отсоединение фреза-райбера от клина-отклонителя.

При заданных размерах клина-отклонителя длина вырезания «окна» L в метрах определяется по формуле:

$$L = D_{от} / \operatorname{tg} \beta,$$

где:

$D_{от}$  – диаметр клина – отклонителя, м;

$\beta$  – угол скоса клина – отклонителя.

С учётом технологических размеров фрезер-райбера длина «окна» должна определяться по формуле:

$$L = D_{к} * \operatorname{ctg} \beta - \frac{D_{б} - D_{м}}{2 \sin \beta} - h,$$

где:

$D_{к}$  – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$D_{м}$ ,  $D_{б}$  – соответственно наименьший и наибольший диаметры райбера, м;

$h$  – высота цилиндрической части райбера, м.

При применении клиньев-отклонителей следует учитывать, что:

- при использовании плоского клина, по сравнению с желобообразным, наибольшая возможная длина «окна» может быть увеличена на 350-380 мм;
- при уменьшении угла скоса клина с 2.5 до 1.5 град максимальная длина «окна» увеличивается в 1.5 раза.

Перед началом фрезерования «окна» установить в желоб вибросит магниты для сбора металлической стружки.

После посадки клина и отсоединения стартового фрезера от клина начать вырезание «окна» при помощи стартового фреза **роторным способом** на длину до 0.5м от верхней точки клина.

Рекомендуемый режим вырезания окна стартовым фрезером: осевая нагрузка – 1.0-3.0 тонны (максимум – 4.5 тонны), частота вращения ротора – 60-90 об/мин. Рекомендуемая промывочной жидкости – вода (при условии отсутствия угрозы возникновения ГНВП).

Работы по вырезанию «окна» в колонне «оконными» фрезерами продолжаются на длину клина с углублением в породу по возможности ниже «окна» на 3-5 м.

Замеряется остаточный диаметр фрезеров-райберов и при необходимости спускается КНБК для проработки «окна» до нужных размеров.

Производится сборка и спуск КНБК на 20 метров выше верхней точки клина-отклонителя. Вызывается циркуляция и проводится допуск КНБК с промывкой до «окна».

Необходимо проработать место вырезания «окна» и зачистить забой от металла, пробуравив дополнительно 1-2 м горной породы. Проверить свободное прохождение КНБК с вращением через «окно» с промывкой и без промывки.

Операцию можно считать завершенной, если после калибрования «окна» «оконный» и «арбузный» фрезеры без промывки и вращения свободно проходят через окно.

После подъёма КНБК инспектируется, замеряется остаточный диаметр «арбузных» фрезеров. При сохранении номинального диаметра «арбузных» фрезеров приступают к дальнейшим работам по бурению бокового ствола скважины заданной траектории.

*Примечание: При износе и уменьшении диаметра фрезеров ниже номинального работы по проработке «окна» необходимо повторить с использованием фрезеров номинального наружного диаметра.*

Сервисный подрядчик по вырезке технологического «окна» в обсадной колонне скважины по окончании работ передает СЗСС следующий обязательный перечень документов (по формам, установленным Заказчиком):

- Акт (отчет) выполненных работ по вырезке технологического «окна» в обсадной колонне скважины;
- Акт на ориентирование клина-отклонителя, подтвержденный сервисным подрядчиком по геофизическим работам;
- Акт об испытании цементного кольца и определение приемистости после вырезки тех. окна;
- Схема установки клина-отклонителя и вырезки «окна».

## 11. ВЫХОД ИЗ-ПОД БАШМАКА ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ СКВАЖИНЫ

Выход из-под башмака обсадной колонны скважины производится путем фрезерования оснастки обсадной колонны.

Производится спуск КНБК для разбуривания оснастки обсадной колонны:

- торцевой фрезер (с армированием по периферии);
- «арбузный» фрезер;
- 2шт УБТС;
- гидравлический ясс;
- 4шт УБТС;
- обратный клапан;
- циркуляционный (перепускной) клапан;
- БТ до устья.

Производится разбуривание цемента в башмачной трубе и оснастки обсадной колонны (цементируемые пробки, стоп - кольцо, заколонный пакер, ЦКОД и башмак) с целью обеспечения равнопроходного диаметра в обсадной колонне.

После этого производится контрольное бурение 1-2 метров горной породы с целью проверки наличия металлических предметов на забое скважин. При наличии проходки и шлама горной породы в буровом растворе произвести подъём КНБК.

## 12. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВОДКИ ОРИЕНТИРОВАННЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Проектирование траектории ориентированного бокового ствола скважины производится с учетом:

- исключения сближения или встречи ее с ранее пробуренными скважинами куста;
- исключения возникновения недопустимого изгиба КНБК при бурении и заканчивании скважины;
- минимизации длины БС.

На стадии планирования бурения БС скважин необходимо создание «карты *рисков бурения*», с указанием интервалов, степени воздействия, вероятности, а также запланированных мер снижения и мер предотвращения рисков. Для составления «карты *рисков бурения*» следует использовать имеющийся опыт бурения БС в регионе, расчетные данные, данные предоставляемые геологической службой Заказчика, а также другие достоверные источники, (*пример «карты рисков бурения»* приведен в Методических указаниях Компании «Наклонно-направленное бурение» № П2-10 М-0038).

В зависимости от технологии вырезания «окна» и проектной траектории ствола выбирается тип КНБК.

Расчёт КНБК для забуривания и бурения ориентированного бокового ствола скважины может производиться в соответствии с расчётной схемой с использованием специализированного компьютерного программного обеспечения.

Последовательность бурения ориентированного бокового ствола скважины:

- Собрать ориентируемую КНБК с использованием винтового забойного двигателя.
- В состав КНБК установить телеметрическую систему с гироскопическим датчиком или устройство под спуск гироскопического инклинометра.
- При спуске и подъёме КНБК через вырезанное «окно» рекомендуется снизить скорость до 0.1м/сек и вести наблюдение за посадками и затяжками. При появлении изменения веса инструмента необходимо повторно проработать «окно» с использованием КНБК для проработки «окна».
- Спустить отклоняющую (ориентируемую) КНБК на бурильных трубах до верхнего вырезанного участка обсадной колонны.
- Сориентировать отклоняющую КНБК в проектом направлении (с учётом значения расчётного угла закручивания бурильной колонны от реактивного момента забойного двигателя).
- Приступить к забуриванию ствола в интервале, равном длине нижнего «плеча» отклоняющей КНБК (от отклоняющего устройства до нижней точки долота) при минимальной осевой нагрузке. Каждую последующую подачу инструмента на забой необходимо начинать ниже отметки начала предыдущей подачи не более чем на 0.2-0.3м.
- Дальнейшее забуривание ствола осуществлять путём подачи долота с постепенным увеличением осевой нагрузки до оптимальной величины. При выходе с участка

углубления в горную породу последние 2 м пробуренный интервал расширить, затем нагрузку на долото постепенно увеличивать до оптимальной.

- По составу шлама, выносимого буровым раствором из скважины, определить момент полного выхода долота в породу. Успешность забуривания нового ствола определяется отсутствием в шламе цементной фракции.
- Рекомендуются производить замеры зенитного угла и азимута забуренного ствола через каждые 5-10 м проходки (в зависимости от геологических задач согласно указаний геологической службы ОГ).

## 12.1. НАВИГАЦИОННЫЕ ЗАБОЙНЫЕ ТЕЛЕСИСТЕМЫ

Ориентирование при бурении БС винтовых забойных двигателей с регулируемым углом перекоса осей, или кривых переводников производится с использованием специальных забойных систем для ориентированного бурения (Geolink, Autotruck, Sperry Sun, Power Drive и т.д.).

Телеметрические системы подразделяются по способам передачи сигнала с забоя на поверхность скважины:

- телеметрическая система с гидравлическим каналом связи (сигнал передаётся по промывочной жидкости);
- телеметрическая система с электромагнитным каналом связи (сигнал может передаваться по бурильным трубам);
- телеметрическая система с кабельным каналом связи (сигнал передаётся по кабелю).

Измеряются следующие параметры: зенитный угол, азимут, положение отклонителя и глубина спуска системы (при оснащении глубиномером).

Существуют также телесистемы с комбинированным (электромагнитным и кабельным каналом связи - по кабелю и по бурильным трубам).

Предпочтительнее использовать систему с гидравлическим каналом связи, как наиболее надежные.

*Примечание:* Телеметрическая система с гидравлическим каналом связи позволяет включить в КНБК гамма-зонд и зонд резистивиметрии, что позволяет определить тип разбуриваемой породы и определить состав пластового флюида (нефтенасыщенность) без проведения дополнительных геофизических исследований. Также при бурении бокового горизонтального ствола комплекс телесистемы может быть дополнен аппаратурой позволяющей регистрировать каротаж во время бурения «LWD».

## 12.2. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ И ПРОМЫВОЧНЫЕ ЖИДКОСТИ

Программа по буровым растворам и промывочным жидкостям должна разрабатываться для бурения бокового ствола каждой отдельной скважины и включать в себя требования Методических указаний Компании «Требования к оказанию услуг по инженерно-

технологическому сопровождению буровых растворов при бурении и реконструкции скважин» № П2-10 М-0024.

Бурение бокового ствола в продуктивном горизонте следует проводить на промывочной жидкости соответствующей следующим требованиям:

- обладать хорошей выносящей способностью (особенно на участках с зенитным углом 55-65 о, за счёт реологических параметров промывочной жидкости);
- обеспечение устойчивости стенок скважины путём регулирования колюматизирующих, фильтрационных свойств и выбора оптимального диапазона плотности;
- сохранение фильтрационных характеристик и проницаемости продуктивного горизонта;
- обеспечение безаварийной проводки наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины;
- обеспечить передачу рациональной осевой нагрузки на долото, за счёт улучшения смазывающих свойств, уменьшения толщины и липкости корки;
- обеспечение необходимой гидравлической мощности для оптимальной работы ВЗД и очистки забоя во время бурения.

### 12.3. ЭЛЕМЕНТЫ КНБК

Подбор долотной программы необходимо осуществлять исходя конкретных геолого-технических условий бурения БС скважины в соответствии с требованиями Методических указаний Компании «Требования к услугам по технологическому сопровождению отработки долот» № П2-10 М-0020.

При бурении БС из колонны диаметрами 140-146 мм в интервале от выхода из колонны до кровли продуктивного горизонта (не доходя 10-20 метров) рекомендуется использовать бицентричные долота, дающие возможность получения диаметра ствола большего, чем внутренний диаметр эксплуатационной колонны. Это необходимо для увеличения диаметра ствола и увеличения толщины цементного камня за хвостовиком с целью повышения качества крепления хвостовика.

Бурение из обсадных колонн диаметром 168 и 178 мм рекомендуется проводить долотами с максимально возможным диаметром.

Для стабилизации зенитного угла возможно использование компоновки с винтовыми двигателями, с установкой между шпиндельной и двигательной секциями центризатора диаметром на 1-2 мм меньше, чем долото, в сочетании с одной УБТ над забойным двигателем.

В случае необходимости снижения угла наклона ствола можно применять компоновки без опорно-центрирующих элементов.

Рекомендуемые элементы КНБК для бурения боковых стволов:

- долото, обеспечивающее оптимальную механическую скорость бурения;
- ВЗД с регулируемым углом перекоса (или с «кривым» переводником);

- обратный клапан;
- устройство для ориентации отклонителя ВЗД с помощью гироскопа или телесистемы;
- немагнитная УБТ;
- бурильные трубы СБТ длиной, позволяющей пробурить БС до заданной глубины с соблюдением условия нахождения верхней секции УБТ во время бурения в обсаженной части обсадной колонны;
- верхняя секция УБТ (с гидравлическим яссом между ними) для создания требуемой нагрузки на долото;
- циркуляционный клапан;
- бурильные трубы СБТ.

Длина секции СБТ между телесистемой и верхней секцией УБТ выбирается, исходя из предполагаемой проходки за одно долбление, с учётом того, чтобы УБТ во время бурения не вышли из обсадной колонны.

Бурение с набором или исправлением параметров кривизны бокового ствола вести с применением ВЗД без вращения бурильной колонны (скольжение) с установкой отклонителя ВЗД в необходимом направлении.

При применении бескабельной телеметрии, после углубления на длину интервала скольжения, рекомендуется провести проработку пробуренного интервала с вращением бурильной колонны.

Все переводники и элементы КНБК должны проходить своевременный контроль методом УЗД.

При бурении наклонно-направленных БС рекомендуется применение долот, обеспечивающих максимальную скорость механического бурения.

При бурении горизонтальных БС рекомендуется применять долота, обеспечивающие максимальную проходку за один рейс.

Применяемые забойные двигатели для бурения БС должны обеспечивать вращение долота со скоростью 65-190 об/мин, момент на долоте 1-2.3 кНм при расходе промывочной жидкости 4-16 л/сек, максимальный угол перекоса  $3^{\circ}$  (для ВЗД с шарнирным шпинделем  $5^{\circ}$ ).

Применяемые забойные двигатели для разбуривания оснастки хвостовика после крепления должны обеспечивать вращение долота 150-260 об/мин, момент 0.5-0.7 кНм при расходе промывочной жидкости 3-5 л/сек.

## 13. ПОДГОТОВКА БОКОВЫХ СТЕЛОВ СКВАЖИН К СПУСКУ ХВОСТОВИКА

Основное требование к подготовке ствола скважины перед креплением обсадной колонны – обеспечить успешный её спуск до намеченной глубины и качественное цементирование обсадной колонны (хвостовика).

После окончания бурения БС, при проведении окончательных геофизических работ рекомендуется произвести запись кавернометрии в интервале цементирования хвостовика для определения объёма цементной смеси, требуемой для крепления.

По результатам инклинометрических работ проводится оценка возможности спуска обсадной колонны на отдельных участках резкого изменения параметров искривления бокового ствола.

### 13.1. СКВАЖИНЫ С ЦЕМЕНТИРУЕМЫМ ХВОСТОВИКОМ

В скважинах с цементированием хвостовика с последующей перфорацией производится проработка ствола скважины до забоя с целью подготовки ствола к спуску хвостовика. В местах затяжек и посадок проводится проработка до свободного прохождения бурильной колонны с использованием калибрующих элементов.

Рекомендуется следующая КНБК для проработки бокового ствола скважины перед спуском обсадной колонны:

- долото или расширитель ствола в зависимости от диаметра бокового ствола.
- «райбер-калибратор»;
- забойный двигатель с необходимыми параметрами;
- обратный клапан;
- СБТ длиной, позволяющей проработать боковой ствол до заданной глубины с соблюдением условия нахождения секции УБТ во время проработки в обсаженной части обсадной колонны;
- шт. УБТС;
- гидравлический ясс;
- шт. УБТС;
- циркуляционный клапан;
- устройство для опрессовки бурильной колонны в скважине;
- СБТ (до «устья»).

При проработке ствола расход и скорость восходящего потока должны быть такими же, как при бурении последнего интервала.

Подавать долото следует непрерывно с нагрузкой 2-4 тонны, не допуская длительной работы на одном месте, скорость проработки должна быть в пределах 20-25м/ч при равномерной подаче инструмента с частотой вращения 60 об/мин.

После достижения конечного забоя проводится подъем бурильной колонны в обсаженный ствол. В обсаженном стволе производится технологический отстой в течение 1-ого часа.

Проводится повторный спуск бурильной колонны до забоя. Вызывается циркуляция и производится контроль раствора с забоя скважины.

Места посадок и затяжек необходимо проработать до свободного хода бурильной колонны, после чего повторно пройти интервалы проработок без промывки и вращения.

После промывки на забое бокового ствола скважины, провести закачку в открытый ствол скважины пачку бурового раствора со смазывающими добавками.

Производится испытание бурильной колонны на герметичность давлением, превышающим на 10% давление которое ожидается при цементировании.

БС скважины считается готовым к спуску хвостовика при условии спуска и подъёма КНБК до забоя без промывки и вращения бурильной колонны и подъёма долота без износа с потерей диаметра.

По результатам подготовительных работ составляется акт о готовности скважины к спуску хвостовика, по форме установленной Заказчиком.

### **13.2. СКВАЖИНЫ С ЦЕМЕНТИРУЕМОЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТЬЮ ХВОСТОВИКА-ФИЛЬТРА**

В скважинах с цементированием верхней части хвостовика, установкой в открытом стволе фильтра, заколонного пакера и манжетного переводника (без перфорации хвостовика) работы выполняются в следующей последовательности:

- После достижения конечного забоя проводится полный подъем бурильной колонны.
- Проводится калибровка скважины компоновкой, включающей направляющий райбер-калибратор на 5-6 мм меньше диаметра долота, забойный двигатель. В компоновку также включается устройство для опрессовки бурильной колонны в скважине.
- Калибровка проводится до забоя ствола скважины.

В случае если калибрующая компоновка не доходит до забоя, проводится шаблонирование всего открытого участка бокового ствола скважины с полноразмерным долотом следующим КНБК:

- расширитель ствола скважин или долото в зависимости от диаметра ствола скважины;
- райбер-калибратор;
- забойный двигатель;
- обратный клапан;

- СБТ длиной, позволяющей прошаблонировать БС до заданной глубины с соблюдением условия нахождения секции УБТ во время шаблонирования в обсаженной части обсадной колонны;
- шт. УБТС;
- гидравлический ясс;
- шт. УБТС;
- устройство для опрессовки бурильного инструмента;
- СБТ до «устья».

Второй вариант калибровки: КНБК включает райбер на 5-6 мм меньше диаметра долота + полномерный калибратор на бурильных трубах. Калибровка производится роторным способом до кровли продуктивного горизонта, возможно до забоя.

При последнем подъёме бурильной колонны перед спуском хвостовика проводится опрессовка бурильной колонны на давление на 10% превышающие ожидаемое давление при цементировании и взвешивание бурильной колонны, спущенной на глубину, на которой запланирована установка подвески хвостовика.

БС скважины считается готовым к спуску хвостовика при условии спуска и подъёма КНБК до забоя без промывки и вращения бурильной колонны и подъёма долота в удовлетворительном состоянии.

По результатам подготовительных работ составляется акт о готовности скважины к спуску хвостовика, по форме установленной Заказчиком.

## 14. КРЕПЛЕНИЕ БОКОВЫХ СТЕЛОВ СКВАЖИН

Крепление БС скважины осуществляется по программе крепления БС скважины, составленной с учетом требований Технологической инструкции Компании «Крепление скважин» № П2-05.01 ТИ-1208.

Перед проведением работ по креплению БС производится обязательное испытание водоцементной смеси заданных параметров в лаборатории, где должны создаваться условия, максимально приближенные к условиям цементирования хвостовика в данной скважине.

Испытания проводятся для подбора оптимальной рецептуры водоцементной смеси и для определения времени начала сроков схватывания водоцементной смеси.

Исходя из расчётного времени проведения цементирования хвостовика, сроков схватывания водоцементной смеси и скважинных условий, подбираются объемы добавок и окончательная рецептура раствора для крепления хвостовика.

Проводятся повторные испытания водоцементной смеси, где ещё раз определяются сроки начала схватывания. Время начала схватывания водоцементной смеси должно обеспечить безаварийное производство операций по цементированию хвостовика.

Рекомендуемое время схватывания водоцементной смеси рассчитывается по следующей формуле:

$$T_{с.ц.смеси} = (T_{расч.операц.} + 2-3 часа),$$

где:

$T_{с.ц. смеси}$  – время до начала схватывания водоцементной смеси,

$T_{расч.операц.}$  - расчётное время на проведение операций по цементированию, включая время вымыва излишка цементного раствора на устье скважины.

Для улучшения качества крепления бокового ствола рекомендуется применение избыточного объёма водоцементной смеси для крепления. Объём водоцементной смеси должен рассчитываться по следующей формуле:

$$V_{цем.смеси} = K (V_{о.с.} + V_{в о/кол.} - V_x),$$

где:

$K$  - коэффициент избыточности в/цементной смеси, равен 1.3;

$V_{о.с.}$  – объём открытого ствола скважины на длину цементирования хвостовика в открытом стволе;

$V_{в о/кол.}$  – объём обсаженного ствола скважины на длину хвостовика в обсаженном стволе;

$V_x$  – объём хвостовика, включая вытесняемый объём.

На основании лабораторных испытаний цемента и в/цементной смеси, геофизических исследований скважины, выбранной компоновки хвостовика и расчёта времени на производство работ по креплению Заказчиком утверждается «Уточнённая программа крепления бокового ствола скважины» (по форме Заказчика).

*Примечание: при производстве работ допускаются незначительные изменения программы крепления хвостовика при наличии расхождений расчётных и фактических данных. Решение об изменении программы принимается Супервайзером совместно с представителем Сервисного подрядчика, выполняющего работы по креплению бокового ствола.*

В зависимости от способа крепления бокового ствола рекомендуются к применению следующие комплекты подвесок и оснастки хвостовиков:

1. Комплект технических средств, предназначенный для крепления БС без установки фильтра в продуктивном горизонте со сплошным цементированием и последующей перфорацией хвостовика, в состав которого входят:

- башмак;
- обратные клапаны (ЦКОД) – 1 или 2 шт.;
- колонный патрубок со стоп-кольцом,
- обсадные трубы с центраторами;
- якорный узел подвески хвостовика;
- верхний пакер подвески хвостовика;
- безопасный механический разъединитель с левым резьбовым соединением;
- гидравлический разъединитель;
- продавочные пробки.

*Примечание: при необходимости в комплект могут быть включены дополнительные элементы.*

2. Комплект технических средств, предназначенный для крепления БС с открытым участком в продуктивной части. Вскрытие продуктивного горизонта производится после крепления хвостовика. В состав комплекта входят:

- легко разбуриваемый башмак;
- разбуриваемые обратные клапаны, которые не должны содержать вращающихся частей;
- колонный патрубок с разбуриваемым стоп-кольцом;
- обсадные трубы с центраторами;
- якорный узел подвески хвостовика;
- верхний пакер подвески хвостовика;
- безопасный механический разъединитель с левым резьбовым соединением;
- гидравлический разъединитель;

- продавочные пробки.

*Примечание:* при необходимости в комплект могут быть включены дополнительные элементы.

3. Комплект технических средств, предназначенный для крепления хвостовиков с установкой фильтра в продуктивной части скважины, с манжетным цементированием, в состав которого входят:
  - направляющий башмак;
  - фильтр необходимой длины;
  - заколонный гидравлический пакер;
  - цементирующая муфта;
  - обсадные трубы с центраторами;
  - якорный узел подвески хвостовика;
  - верхний пакер подвески хвостовика;
  - безопасный механический разъединитель с левым резьбовым соединением;
  - гидравлический разъединитель;
  - продавочные пробки.

Конструкция фильтра, который устанавливается в продуктивный горизонт, должна выбираться индивидуально для каждого месторождения в зависимости от наличия твердой фазы в продукции скважины и устойчивости стенок ствола скважины.

Заколонный пакер устанавливается для предотвращения проседания цементного раствора в интервал расположения фильтра во время цементирования и служит изоляционным барьером водоносных горизонтов, залегающих выше интервала продуктивного горизонта во время эксплуатации. Интервалы установки пакеров определяются по результатам ГИС.

Подвеска хвостовика должна быть оснащена якорным механизмом и пакером. Предпочтительнее устанавливать якорный механизм и пакер в интервале с хорошим сцеплением цементного камня за эксплуатационной колонной.

Длина перекрытия эксплуатационной колонны от вырезанного «окна» хвостовиком должна выбираться, исходя из конкретных условий скважины, и обычно составляет 80-100м.

Основным методом разъединения спускового устройства и хвостовика является использование гидравлического разъединителя.

Механический разъединитель с безопасным левым резьбовым соединением является резервным на случай невозможности гидравлического разъединения спускового устройства и подвески хвостовика.

При подготовке элементов комплекта оснастки и обсадных труб производится сборка и гидравлическая опрессовка элементов оснастки хвостовика (пакера ПГП, узла верхнего пакера, якорного узла, механического и гидравлического разъединителей). Схемы сборки и акты гидравлических испытаний давлением элементов оснастки хвостовика должны

предоставляться в Супервайзеру перед завозом оборудования на скважину, на которой производится строительство бокового ствола.

Обсадные трубы, а также вся оснастка обсадной колонны должны быть испытаны на давление опрессовки, равное величине не менее полуторократного расчётного рабочего давления при цементировании бокового ствола скважины, но не более давления, допускаемого заводом-изготовителем.

В процессе спуска необходимо замерять и вести запись крутящего момента крепления резьбовых соединений обсадных труб. Момент должен быть установлен в соответствии с данными завода-изготовителя в зависимости от диаметра трубы, типа резьбы и материала труб.

Для качественной герметизации резьбовых соединений целесообразно применять уплотняющую смазку. Уплотняющая смазка выбирается, исходя из времени года, резьбового соединения, материала трубы и способа заканчивания.

При спуске хвостовика производится шаблонирование обсадных труб шаблоном длиной 250-300 мм диаметром: для труб диаметром 102 мм – 85 мм, для труб диаметром 114 мм – 95 мм.

Спуск обсадных труб в обсаженном стволе скважины проводится со скоростью не более 1 м/сек.

Скорость спуска в открытом стволе выбирается такой, чтобы обеспечить непрерывное движение всего хвостовика (не более 0.4 м/сек.), и чтобы бурильщик смог в любой момент сориентироваться в возникновении посадки хвостовика и успеть своевременно остановить его спуск. При нахождении в открытом стволе элементов подвески хвостовика с наружным диаметром, превышающим диаметр муфт обсадных труб хвостовика (манжетные переводники, заколонные пакеры и др.) скорость спуска должна быть не более 0.4 м/сек.

Допуск хвостовика производится на бурильных трубах, которые опрессованы перед спуском хвостовика.

Установка центраторов проводится согласно программе крепления бокового ствола.

Производится цементирование хвостовика согласно утверждённой программе цементирования.

Во время проведения цементировочных работ ведётся отбор проб цементного раствора. Пробы помещаются в температурные условия, близкие к скважинным.

После отсоединения спускного устройства от подвески хвостовика, рекомендуется производить срезку цементного раствора обратной циркуляцией с целью удаления излишек цементного раствора из скважины.

После окончания крепления составляется Акт на проведение работ по креплению бокового ствола и Схема состояния скважины с указанием глубин установки элементов оснастки хвостовика, внутренних диаметров, по установленной Заказчиком форме.

Данные документы должны быть приложены к Паспортным данным скважины.

## 15. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПОСЛЕ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Рекомендуемая компоновка для нормализации забоя хвостовика на БС:

- долото, соответствующего минимальному внутреннему диаметру хвостовика;
- ВЗД с необходимыми размерами и характеристиками;
- обратный клапан;
- «сбивной» циркуляционный клапан;
- бурильные трубы с необходимым диаметром и длиной не менее длины хвостовика (для нормализации искусственного забоя в хвостовике);
- бурильные трубы для работы в обсадной колонне скважины.

Забойные двигатели выбираются в зависимости от диаметра хвостовика следующих типов:

- Д-54, Д-60, Д-63 или импортные аналоги – для хвостовиков диаметром 89 мм;
- Д-75 или импортные аналоги – для хвостовиков диаметром 102 мм;
- Д-85 или импортные аналоги – для хвостовиков диаметром 114 мм.

Производится замена промывочной жидкости на солевой раствор с заданными параметрами или техническую воду предусмотренную программой бурения БС или рабочим проектом реконструкции скважины. Извлечённую промывочную жидкость по возможности необходимо повторно использовать при бурении боковых стволов на других скважинах.

Испытание обсадной колонны, хвостовика БС, межколонного пространства и противовыбросового оборудования на герметичность, а также расчет предельных давлений опрессовки осадных колонн и цементного кольца необходимо производить в соответствии с требованиями Технологической инструкции Компании «Крепление скважин» № П2-05.01 ТИ-1208.

При условии герметичности обсадной колонны и хвостовика проводятся разбуривание элементов оснастки хвостовика и нормализация забоя скважины до башмака хвостовика.

Производится демонтаж противовыбросового оборудования, монтаж фонтанной арматуры, демонтаж бурового станка и оборудования, зачистка и утилизация буровых отходов.

Буровой подрядчик по окончании работ передает СЗСС следующий обязательный перечень документов (по форме, установленной Заказчиком):

- Акт (отчет) выполненных работ по бурению БС скважины;
- Акты о начале и окончания бурения БС;
- Карта отработки долот;
- Отчет по технологическому и телеметрическому сопровождению ЗБС;
- Отчет по сопровождению буровых растворов при ЗБС;
- Баланс времени ЗБС;

- Акт на параметры бурового раствора перед вскрытием продуктивных пластов;
- Акт выполненных работ по оснастке хвостовика (сервисный подрядчик по оснастке);
- Принципиальная схема оснастки хвостовика;
- Паспорта на подвеску хвостовика и мера хвостовика;
- Отчет по цементированию хвостовика (сервисный подрядчик по цементированию);
- Диаграмма записи СКЦ при цементировании;
- Акт нормализации хвостовика (при выполнении нормализации бригадой ЗБС);
- Акт о переводе скважины на жидкость заканчивания;
- Акт гидравлической опрессовки эксплуатационной колонны с хвостовиком;
- Акт опрессовки фонтанной арматуры.

## 16. ОСВОЕНИЕ (ИСПЫТАНИЕ) СКВАЖИНЫ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА ИЛИ УГЛУБЛЕНИЯ

Освоение скважины после бурения БС является заключительным этапом строительства БС скважины.

Освоение скважины после бурения БС производится силами специализированной бригады, как правило, бригадами ТКРС, с участием в процессе освоения специализированных Сервисных подрядчиков, представляющие услуги по ГРП, ГНКТ, ОПЗ, ГФР.

Подрядчик по освоению скважины составляет план работ на освоение скважины. План работ согласовывается с Сервисными подрядчиками, участвующими в цикле освоения скважины (ГРП, ГНКТ, ОПЗ и т.д.), Заказчиком и утверждается техническим руководителем сервисного подрядчика по освоению скважины.

Перечень операций включаемых в план работ на освоение скважин зависит от способа заканчивания БС, определенный геологическим проектом на ЗБС данной скважины.

Работы по интенсификации притока нефти (ГРП, ОПЗ кислотными составами, растворителями, ингибирование), по вызову притока с пласта (свабирование, освоение пенными системами, УНГ, колтюбинг) и ГФР (ПВР, ГИС) должны проводиться специализированными организациями по отдельным программам работ, согласованными Заказчиком.

Плотность солевого раствора и промывочных жидкостей определяется в соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.

В обсаженном боковом стволе в обязательном порядке проводятся комплекс геофизических исследований по оценке качества цементирования хвостовика: АКЦ, ГГЦ, МЛМ, ГК в масштабе 1:200, от забоя БС до выхода из хвостовика.

После проведения комплекса ГИС в БС производят вторичное вскрытие продуктивных пластов перфорированием обсадной колонны (хвостовика) перфорационными системами, спускаемыми на геофизическом кабеле. В пологих БС (имеющие отклонения ствола скважины от вертикали от 55 до 80 градусов) СПО перфораторов необходимо производить на трубах.

Для вызова притока нефти из продуктивного пласта необходимо использовать комбинированную колонны НКТ: в хвостовик спускается секция НКБ Ø 60х5мм на 10м выше кровли пласта и до 10м выше «головы» хвостовика; далее до устья НКМ Ø 73х5,5мм с коэффициентом запаса прочности не ниже 1,5. Низ колонны НКТ, спускаемых для вызова притока, оборудуется воронкой.

Допускается использовать различные способы вызова притока из пласта, не противоречащих требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 и рабочим проектом на строительство скважины, в том числе свабирование, азотирование, пенные системы, колтюбинг, УНГ и т.д.

При необходимости в процессе освоения скважины производят интенсификацию притока нефти из продуктивного пласта.

В случае проведения ГРП в БС необходимо принять меры для исключения, в процессе ГРП, гидро-механического воздействия на эксплуатационную (материнскую) колонну (применение устройств пакер-стингер или пакер для ГРП уменьшенного диаметра с посадкой непосредственно внутри хвостовика).

Нормализацию забоя БС, шаблонирование и проработку ствола хвостовика диаметром 102мм, на горизонтальных скважинах рекомендуется проводить на бурильных трубах Ø 60,3мм группа прочности стали не менее Е, с толщиной стенки не менее 5 мм.

По окончании работ по вызову притока и очистке призабойной зоны в скважинах, из которых получен соответствующий плану освоения скважины приток пластовой жидкости, производятся гидродинамические исследования, затем производится глушение скважины соевым раствором хлористого калия.

После проведения работ по испытанию объекта и операции глушения производится перевод скважины на насосный способ эксплуатации.

Тип, производительность и глубина спуска насоса, диаметр НКТ, режим работы насоса для каждой конкретной скважины определяется технологической службой Заказчика на основании результатов геофизических и гидродинамических исследований.

## 17. СТРОИТЕЛЬСТВО МНОГОСТВОЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

### 17.1. КЛАССИФИКАЦИЯ МНОГОСТВОЛЬНЫХ И МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН

Основой для выбора технологии бурения можно считать горно-геологическое строение каждого конкретного месторождения, а также конструктивные особенности техники для бурения.

В целях более точного определения характеристик объектов разработки необходимо проводить компьютерное объемное моделирование режимов работы продуктивных пластов, на которые планируется строительство МСС и МЗС.

Для облегчения проектирования и эксплуатации разработана классификационная матрица, определяющая типы скважин (уровень по TAML) и позволяющая:

- привести в соответствие тип МСС, МЗС и проектируемый процесс бурения;
- улучшить степень сравнения сложности бурения скважин на различных месторождениях;
- определить рекомендации и требования к эксплуатации МСС по ее типам.

Классификация по назначению состоит из двух разделов: «**Описание скважины**» и «**Описание стыка**» - и позволяет получить более подробную техническую информацию о скважине. Классификация предназначена для уточнения важнейших требований при проектировании многоствольной скважины или описании имеющейся скважины. В скважине с двумя стыками и более описывается каждый узел в направлении снизу вверх.

Первый показатель состоит из одной цифровой характеристики, описывающей технологические параметры всех типов разветвленной части МСС (рисунок 2).

**Тип I** - основной ствол и боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами или в каждом стволе подвешенный хвостовик. Прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависит от свойств породы, в котором находится место сочленения.

**Тип II** - основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол имеет открытый забой или оснащен хвостовиком (фильтром). Сочленение гидравлически не изолировано.

**Тип III** - основной ствол обсажен и зацементирован, боковой ствол обсажен без цементирования (возможно крепление у точки разветвления без цементирования).

**Тип IV** - основной и боковой стволы обсажены и зацементированы [боковой ствол имеет хвостовик (фильтр)].

**Тип V** - основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров). Сочленение герметично.

**Тип VI** - основной ствол имеет забойное разветвление и крепление оборудования для раздельной добычи.

Второй показатель состоит из представленных буквенной и цифровой характеристик, описывающих скважину по ее технологическому оборудованию для добычи/нагнетания.

### **Описание скважины:**

«Новая» или бездействующая скважина. Выбор способа выхода из обсадной колонны и герметичности стыка по давлению должен решаться в зависимости от конкретных условий.

Количество соединительных узлов - фактор при оценке степени сложности скважины.

Тип скважины - добывающая, с механизированной добычей или без механизированной добычи, нагнетательная или многоцелевая.

Тип заканчивания - описание заканчивания над эксплуатационным пакером, который определяет тип необходимого оборудования для стыка.

### **Описание точки пересечения стволов (стыка):**

Связность – в двуствольных скважинах используется тот же показатель, что и при классификации по сложности. Для скважин с двумя и более стыками каждый стык классифицируется отдельно. При необходимости герметичности «подавлению» этот показатель также учитывается.

Уровень доступа – описание необходимого уровня доступа для повторного входа в боковой ствол.

Управление дебитом – описание степени контроля за добычей или потоком нагнетаемой жидкости через узел стыка.

Перед показателем имеется указание на тип самой скважины (новая - тип N, восстанавливаемая - тип E):

- Тип РА - добыча с применением насосного оборудования (при бурении новых скважин).
- Тип РN -добыча с использованием естественного режима (при бурении новых скважин).
- Тип IN - нагнетание (при восстановлении скважин).
- Тип МР - многоцелевые (при восстановлении скважин).

Технологическое оборудование может различаться по способу заканчивания МСС, например:

- одновременная добыча из всех ответвлений;
- раздельная добыча из ответвлений;
- добыча с применением концентричной колонны труб.

Для характеристики технологического оборудования точки разветвления по возможности повторного вхождения в продуктивный пласт или ремонтных работ по восстановлению продуктивности используются следующие обозначения:

- Тип NR - без возможности повторного входа в пласт.
- Тип PR - с возможностью повторного входа при использовании подвешного оборудования.
- Тип TR - с возможностью повторного входа при использовании предварительно вырезанных «окон» в обсадных трубах или колонны НКТ.

Для характеристики технологического оборудования, применяемого для контроля притока из продуктивного пласта и нагнетания в продуктивный пласт, используются следующие типы:

- Тип NON - без контроля притока/нагнетания.
- Тип SEL - с контролем притока/нагнетания при раздельной эксплуатации ответвлений (при наличии сетчатого хвостовика на точке разветвления или системы пакеров для раздельной эксплуатации стволов).
- Тип SEP - с контролем притока/нагнетания при раздельной эксплуатации ответвлений (при наличии системы пакеров для раздельной эксплуатации стволов).
- Типы KEM и RMC - с дистанционным наблюдением за притоком/ нагнетанием и с дистанционным управлением и контролем притока/нагнетания.

Конкретная МСС может иметь сочетание указанных показателей.

Например, **TAML 2; N – 1 – PN – S/2 – TR – SEL.**

Наименования и цифры, приведенные в классификации многоствольных систем, отражают характеристики скважины:

Данная многоствольная система относится ко второму уровню сложности. Основной ствол обсажен и зацементирован, а боковой ствол не обсажен или в нем может быть подвешен заранее проперфорированный хвостовик (фильтр).

Аббревиатура N – 1 – PN – S/2 – TR – SEL означает, что скважина является новой (N), с одним соединительным узлом (1), добывающая (P) на естественном режиме притока (N) с заканчиванием одного ствола (S).

Стык - основной ствол обсажен и зацементирован (2) с возможностью повторного выхода в боковой ствол через НКТ (TR) и избирательной добычей (SEL).

Например, **TAML 5; E – 2 – IN – D/2 – PR – NON/5(20,7 МПа) – TR – SEP.**

МСС имеет следующую конструкцию - в основном стволе выше точки разветвления установлена система пакеров для раздельной эксплуатации стволов.

Боковой ствол обсажен и зацементирован.

Сочетание E–2–IN–D показывает, что МСС является восстановленной, с двумя точками разветвления, работает как нагнетательная, а также имеет оборудование для раздельной эксплуатации двух стволов.

Сочетание 2–PR–NON/5(20,7 МПа)–TR–SEP дает представление о способе эксплуатации МСС.

Для нижней точки разветвления 2-PR-NON: без контроля притока, с использованием технологии повторного входа, с обсаженным и зацементированным основным стволом, а боковой ствол - открыт.

Для верхней точки разветвления 5(20,7 МПа)–TR–SEP: в основном стволе выше точки разветвления установлена система пакеров (на рабочее давление 20,7 МПа) для раздельной эксплуатации стволов, с использованием технологии повторного входа, а также с оборудованием для раздельной эксплуатации двух стволов.

Существуют системы заканчивания, каждая из которых имеет отличительные особенности.

**Система NAML** (так называемая система без доступа к ответвлениям при ремонтных работах) является комбинацией обычного оборудования для контроля притока флюида из продуктивного пласта, включая ответвления основного ствола. Эта система состоит из двух пакеров - нижнего и верхнего, разделяющих ответвления от основного ствола, и позволяет осуществлять выборочную эксплуатацию ответвлений. Данная конструкция не может обеспечить проведение ремонтных работ, поэтому необходимо извлекать систему на поверхность.

**Система DSML** (так называемая система с двойной колонной труб) представляет собой систему с сочетанием трех пакеров, первый из которых находится в ответвлении, а второй и третий - в основном стволе соответственно выше и ниже точки разветвления. Эта система позволяет гидравлически полностью изолировать ответвления от основного ствола. Уникальной особенностью данной системы является обеспечение возможности ремонтных работ в любом из существующих в МЗС ответвлений при использовании обычных технологических операций и технических средств, а также наличие устройств контроля притока пластового флюида из каждого ответвления при стандартных типоразмерах фонтанной арматуры. При применении данной системы возможно проводить операции по кислотной обработке продуктивного пласта.

**Система LRS** (так называемая система повторного входа в продуктивный пласт) является развитием системы NAML, в ней обеспечивается доступ через «окна» в обсадных трубах к ответвлениям. Подобно системе NAML указанная система имеет верхний и нижний пакеры, обеспечивающие изоляцию основного ствола скважины от ответвлений, срабатывающие при повышении давления.

Особенностью данной системы является наличие специальных «окон» в колонне труб, позволяющих производить ремонтные работы в отдельных ответвлениях с помощью колонны НКТ или кабельных систем. Вызов притока или нагнетание в боковые стволы также производится с использованием колонны НКТ и специальных муфт. Изоляция основного ствола от отдельных ответвлений осуществляется срезанием колонной НКТ заглушек «окон» для повторного доступа. Большинство МСС могут быть оборудованы системами данного типа, но требуется специальное технологическое оборудование для доступа к ответвлениям.

Возможно сочетание одиночной колонны НКТ и системы LRS в одной системе заканчивания МЗС.

## 17.2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРОВОДКЕ СТВОЛОВ И ОТВЕТВЛЕНИЙ

Большинство технико-технологических решений в соответствии с классификационной матрицей МСС базируется на строительстве многозабойных ответвлений из вновь строящихся скважин.

### Системы заканчивания с предварительно созданным на поверхности «окном».

Для этих целей используются системы с предварительно созданным на поверхности «окном» (рис 2).



Рис. 2 Техничко-технологические схемы по проводке стволов и ответвлений

Система с предварительно фрезерованным «окном» предназначена для создания многоствольного стыка 4 уровня в тех случаях, когда необходимо обеспечение полнопроходного доступа в зацементированный боковой ствол. Также может использоваться для систем уровня 2 с необсаженным боковым стволом или спущенным в него хвостовиком. При необходимости сохранения механической целостности и полноразмерного диаметра для доступа в боковой ствол возможно подвешивание предварительно фрезерованного хвостовика бокового ствола в главном стволе, то есть формирование системы 3 уровня.

Преимущества решения с предварительно созданным «окном» являются:

- возможность использования при строительстве новых скважин, создания стыков 2, 3, 4 и 5 уровней, строительства скважин по способу снизу вверх или сверху вниз;
- обеспечение механической и гидравлической герметичности системы 4 уровня цементированием, полнопроходной диаметр законченных главного и боковых стволов;
- отказ от использования фрезеров и райберов для уменьшения количества стружки;
- минимальный объем фрезерования или обурирования для продолжения работ в основном стволе;

- контроль глубины и ориентации с помощью стационарного установленного в составе обсадной колонны защелочного соединения;
- возможность заканчивания стыка с использованием системы повторного ввода с доступом через НКТ;
- возможность заканчивания и изоляции боковых стволов с помощью многорядной системы заканчивания уровня 5.

Комплекс технико-технологических мероприятий предусматривает следующие операции.

В процессе строительства основного ствола скважины в состав обсадной колонны включаются «оконные» соединения с заранее отфрезерованными окнами. В состав каждого «обсадного оконного» соединения входит «муфта-защелка» для последующей посадки в нее извлекаемого отклонителя (уипстока).

С внешней стороны «окно» прикрывается кожухом из стекловолокна; внутри «окна» расположена внутренняя втулка; в целях сохранности между внутренней втулкой и внешним стекловолокнистым покрытием при монтаже вводится специальная смазка (густой гель).

После ориентирования «окна» в необходимом азимутальном направлении основная обсадная колонна цементируется в соответствии со стандартной методикой.

Обеспечивающая сохранность «окна» от перепада давления внутренняя втулка извлекается использованием гидравлического возвратного механизма по завершении цементирования.

Извлекаемое отклоняющее устройство (уипсток) устанавливается в «окне» обсадной колонны, обеспечивая место резки для дополнительного (бокового) ствола.

Бурится БС.

Бурильный инструмент извлекается из скважины и через «окно» обсадной колонны в боковой ствол спускается обсадная колонна-хвостовик.

БС цементируется по обычной или ступенчатой технологии.

Для обеспечения доступа в основной ствол применяется обуривание части обсадной колонны-хвостовика бокового ствола, выступающего в основную обсадную колонну.

Доступ в боковую секцию осуществляется путем возвращения отклоняющего инструмента (уипстока) в «оконное» соединение.

### **Системы заканчивания по созданию дополнительных стволов из существующих скважин.**

Технико-технологические решения по созданию дополнительных стволов и ответвлений из восстанавливаемой скважины с помощью традиционных вырезающих и отклоняющих устройств, а также специальных невращаемых конструкций фрезеров предусматривают следующие работы.

В состав невращающих конструкций входит специальный многоразовый фрезер для фрезерования окон заданной геометрической формы на заданной глубине и в проектом

направлении. Возможность задавать форму и положение окна, в частности, используется для строительства скважин 2, 3 и 4 уровней при наличии требований повторного входа в боковой ствол или возможности доступа в боковой ствол через НКТ, а также при установке систем заканчивания 5 уровня.

В результате создаются «окна» отфрезерованные в форме продолговатого полнопроходного отверстия в точности вдоль оси обсадной колонны. Прямые, удлиненные формы «окон» позволяют избежать проблем, которые наблюдаются при спуске в боковые стволы хвостовиков или инструмента через фрезерованное обычными методами «окно».

Преимуществами и технико-технологическими особенностями данного решения являются:

- возможность использования ее на существующих скважинах;
- обеспечение заданной формы и положения «окна» позволяет осуществление повторного доступа в боковой ствол в течение всего срока службы скважины;
- совместимость с системой обеспечения повторного входа в боковой ствол и многоколонной системой заканчивания;
- контроль азимута и глубина расположения «окна» обеспечивается якорным пакером и защелочным соединением;
- совместима с извлекаемой системой для создания соединений 4 и 5 уровней;
- продолжение добычи из существующего ствола скважины;
- фрезерование «окна» в обсадной колонне за одну СПО;
- в качестве основания для установки системы RDS™ используются защелочное соединение и якорный пакер;
- долговечность фрезеровочной головки;
- металло-шламоуловители для сбора и извлечения стружки и шлама являются частью системы;
- наличие совмещенной системы ориентации.

Для выполнения технологических операций удалить из скважины систему заканчивания.

Спустить в скважину компоновку с якорным пакером и защелочным соединением, сориентировать и установить.

Отфрезеровать «окно» и извлечь фрезер, оставив в скважине пакер и защелочное соединение в качестве якоря и репера для ориентации.

Спустить в скважину уипсток с фрезами и обработать стык.

Пробурить боковой ствол.

Спустить в скважину хвостовик бокового ствола и зацементировать.

Обури часть хвостовика бокового ствола, выведенного в основной ствол, для открытия доступа в основной ствол и извлечь уипсток.

Установить систему заканчивания и приступить к эксплуатации скважины.

Порядок выполнения технологических операций с помощью стандартных технических средств.

Провести комплекс подготовительных работ.

Выполнить операции по установке искусственного забоя внутри обсадной колонны.

После промывки и очистки скважины спустить мостовую пробку и установить ее на 1 м выше заданного муфтового соединения обсадной колонны.

Для установки нижнего отклонителя сориентировать шплинт телеметрической системы (переводник под гироскоп) с поверхностью отклонителя и зафиксировать в этом положении.

Собрать компоновку извлекаемого отклонителя (уипстока) с металло-шламоулавливающим инструментом в следующем порядке: якорь, отклонитель, оконная фреза, нижний райбер, специальный патрубок, верхний райбер, телеметрическая система или переводник под гироскоп, УБТ, бурильные трубы.

Спустить компоновку отклонителя с фрезами на пониженной скорости.

Не доходя 30-35 м до забоя, записать вес инструмента при разгрузке и подъеме и восстановить циркуляцию.

Сориентировать поверхность отклонителя в нужном направлении. Корреляция глубины осуществляется по местонахождению мостовой пробки.

Посадить якорь на забой, провести несколько измерений для подтверждения направления ориентации. Разгрузить вес инструмента выше усилия срезания якоря. При срезании штифтов должно быть заметно движение инструмента вниз. Натянуть инструмент (усилием срезания якоря) для проверки заякоривания.

Разгрузить инструмент больше усилия срезания якоря (примерно в 2 раза), промаркировать трубу, продолжить расхаживание до срезания болта.

Собрать и спустить обсадные трубы, заколонный пакер, искривленный патрубок, устройство подвески хвостовика или систему типа «крюк-подвеска» («Бейкер») с вертлюгом, позволяющим вращать «крюк-подвеску» независимо от хвостовика, телеметрическую систему, спусковой инструмент.

В компоновку входит телеметрическая система для ориентирования по отношению к «окну».

Спусковой инструмент освобождается гидравлически.

После установки нижнего хвостовика сориентировать шплинт телеметрической системы (переводник под гироскоп) с поверхностью отклонителя и зафиксировать в этом положении.

Собрать компоновку извлекаемого отклонителя с металло-шламоулавливающим инструментом в следующем порядке: якорь, отклонитель, «оконная» фреза, нижний райбер, специальный патрубок, верхний райбер, телеметрическая система (переводник под гироскоп), УБТ, бурильные трубы.

Спустить компоновку отклонителя с фрезами на пониженной скорости.

Не доходя на 30-50 м до верхней части («головы») хвостовика (в нижнем «окне» колонны), записать вес инструмента при разгрузке и подъеме и восстановить циркуляцию.

Сориентировать поверхность отклонителя в нужном направлении.

Посадить якорь на заданной глубине или на «голову» хвостовика (в нижнем «окне» колонны), провести несколько измерений для подтверждения ориентации. Разгрузить вес инструмента выше усилия срезания якоря. При срезании штифтов должно быть заметно движение инструмента вниз. Натянуть инструмент (усилием срезания якоря) для проверки заякоривания.

Разгрузить инструмент больше усилия срезания якоря (примерно в 2 раза), промаркировать трубу, продолжить расхаживание до срезания болта.

Поднять инструмент в нейтральное положение, установить свободные вращения и промывку и приступить к фрезерованию «окна» в обсадной колонне.

Прорезать «окно» и пробурить боковой ствол.

Провести комплекс операций по извлечению отклонителя на поверхность.

Спустить во второе ответвление хвостовик.

Обуристь выступающую часть хвостовика.

В случае применения системы типа «крюка-подвески» установить второй «крюк-подвеску».

В этом случае оба «крюка-подвески» одинаковы, за исключением внутреннего диаметра верхнего переводника (больше, чем в нижнем крюке).

Спустить в скважину НКТ с планируемым внутрискважинным оборудованием и запустить скважину в эксплуатацию.

## 18. ССЫЛКИ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
2. РД 08-625-03 Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины.
3. Положение Компании «Расследование аварий в процессе строительства скважин и зарезки боковых стволов на суше» № П2-10 Р-0216 версия 1.00, утвержденное приказом ПАО «НК «Роснефть» от 05.11.2019 № 620.
4. Методические указания Компании «Требования к услугам по технологическому сопровождению отработки долот» № П2-10 М-0020 версия 1.00, утвержденные распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 08.09.2016 № 280.
5. Методические указания Компании «Требования к оказанию услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов при бурении и реконструкции скважин» № П2-10 М-0024 версия 1.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 06.06.2016 № 287.
6. Методические указания Компании «Наклонно-направленное бурение» № П2-10 М-0038 версия 1.00, утвержденные распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 16.08.2018 № 446.
7. Методические указания Компании «Оценка экономической эффективности бизнес-проектов» № П3-03 М-0007 версия 1.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 30.12.2014 № 710.
8. Методические указания Компании «Классификация геолого-технических мероприятий на дополнительную добычу и расчет эффекта от них для целей бизнес-планирования» № П1-01.03 М-0091 версия 1.00, утвержденные приказом ОАО «НК «Роснефть» от 18.11.2014 № 575.
9. Инструкция Компании «Формирование графиков строительства и реконструкции скважин с использованием корпоративного программного обеспечения «Графики строительства и реконструкции скважин» № П2-10 И-0004 версия 2.00, утвержденная распоряжением ПАО «НК «Роснефть» от 07.02.2017 № 47.
10. Технологическая инструкция Компании «Крепление скважин» № П2-05.01 ТИ-1208 версия 1.00, утвержденная приказом ОАО «НК «Роснефть» от 23.05.2016 № 240.

# 19. РЕГИСТРАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЙ ЛОКАЛЬНОГО НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА

Таблица 4  
Перечень изменений Технологической инструкции Компании

ВЕРСИЯ	ВИД И НАИМЕНОВАНИЕ ДОКУМЕНТА	НОМЕР ДОКУМЕНТА	ДАТА УТВЕРЖДЕНИЯ	ДАТА ВВЕДЕНИЯ В ДЕЙСТВИЕ	РЕКВИЗИТЫ РД
1	2	3	4	5	6
1.00	Технологическая инструкция «Бурение ориентированных боковых стволов на нефтяных и газовых скважинах»	П1-10 С-004 Р-002 Т-001	22.06.2006	01.07.2006	Приказ ОАО «НК «Роснефть» от 22.06.2006 № 169
2.00	Технологическая Инструкция Компании «Восстановление скважин методом бурения боковых стволов»	П2-10 ТИ-0001	27.12.2010	27.12.2010	Приказ ОАО «НК «Роснефть» от 27.10.2010 № 660.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

Таблица 5  
Перечень Приложений к Технологической инструкции Компании

НОМЕР ПРИЛОЖЕНИЯ	НАИМЕНОВАНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ	ПРИМЕЧАНИЕ
1	2	3
1	Проект формы технического требования (спецификация) для мобильной буровой установки	Приложено отдельным файлом в формате Excel