

УДК 622.243.27

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ БОКОВОГО СТВОЛА
ИЗ БЕЗДЕЙСТВУЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ**



**FEASIBILITY STUDY OF THE APPLICATION
OF SIDETRACKING AND DRILLING TECHNOLOGY
OF THE SIDE HOLE FROM THE INACTIVE WELL**

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования
нефтяных и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Чуприна Никита Эдуардович

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
kun1620@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university

Chuprina Nikita Eduardovich

Student training direction
21.03.01 «Oil and gas engineering»,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university

Аннотация. В статье рассмотрена технология резки и бурения бокового ствола из бездействующей скважины. Сделан выбор способа забуривания бокового ствола, описаны компоновка и фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне. Приведены общие требования при работе фрезами для вырезания «окна» в обсадной колонне. Показан выбор места резки второго ствола. Описаны технология установки клина, технология вырезки окна, технология бурения бокового ствола из вырезанного «окна» и технология крепления бокового ствола. Расчёты показывают, что технико-экономический эффект от бурения бокового ствола составляет свыше 290 млн рублей в год.

Annotation. The article discusses the technology of sidetracking and drilling a side-track from an idle well. A choice is made of the side-hole drilling method, the layout and cutters for cutting a «window» in the casing are described. General requirements are given when working with milling cutters for cutting a «window» in a casing string. Shown is the location of the second barrel kickoff. The technology of installing a wedge, the technology of cutting a window, the technology of drilling a sidetrack from a cut out «window», and the technology of mounting a sidetrack are described. Calculations show that the technical and economic effect of sidetracking is over 290 million rubles per year.

Ключевые слова: выбор способа забуривания бокового ствола; компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне; фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне; выбор места резки второго ствола; технология установки клина; технология вырезки окна; технология бурения бокового ствола из вырезанного «окна»; технология крепления бокового ствола.

Keywords: choice of sidetracking method; layout for cutting a «window» in the casing; cutters for cutting a «window» in the casing; choice of the location of the second barrel; wedge installation technology; window clipping technology; side-hole drilling technology from a cut out «window»; sidetrack mounting technology.

Одной из основных задач нефтедобывающего предприятия является увеличение добычи нефти и газа за счёт восстановления бездействующего фонда скважин, который, как правило, составляет около 10–12 % от всего фонда добывающих скважин.

Кроме того, в продуктивных пластах остаётся значительное количество нефти в застойных зонах. Доля трудноизвлекаемых запасов достигает 20 %. Около 30 % остаточных запасов месторождений не могут рентабельно разрабатываться традиционными технологиями.

Аварийные скважины, ликвидированные на месторождениях по различным причинам, а также скважины, находящиеся в консервации, составляют значительную часть

бездействующего фонда. При этом экономическая эффективность их восстановления путём проведения капитального ремонта или других стандартных технологий незначительна и кратковременна.

Одним из эффективных методов восстановления бездействующего фонда скважин является бурение боковых стволов. Практика реализации этого метода свидетельствует о его технико-экономических преимуществах по сравнению с бурением новых скважин, как за счёт меньшей стоимости бурения, так и возможности использования существующей на месторождении системы сбора, транспорта нефти и газа, коммуникаций.

Строительство же новых сооружений требует больших затрат и, как правило, является экономически нецелесообразным. Таким образом, разработка эффективных технологий бурения боковых стволов приобретает особую актуальность и экономическую целесообразность.

Выбор способа забуривания бокового ствола

В настоящее время наибольшее распространение получили следующие два способа (две схемы) забуривания бокового ствола из обсаженной эксплуатационной колонны вертикальной или наклонной скважины:

1) вырезка части обсадной колонны на длину 10–12 м с помощью специального вырезающего устройства (например, УВУ – ВНИИБТ). Далее цементирование ствола на высоту 20–30 м и выше вырезанной части колонны. При необходимости ниже вырезанной части может быть установлен пакер. После ОЗЦ бурение цементного камня компоновкой с отклонителем и зарезание нового ствола в требуемом направлении;

2) вырезка «окна» в обсадной колонне при помощи вырезающих фрез с устанавливаемого клина-отклонителя и последующей резки бокового ствола (БС) скважины с этого клина-отклонителя.

В нашем проекте предполагается бурение бокового ствола по второй схеме.

Основные преимущества способа строительства боковых стволов вырезкой «окна» в обсадной колонне:

- высокая точность ориентирования за счёт того, что направление бурения даётся уже установленным и сориентированным клином-отклонителем (конструкция клинового отклонителя и схема вырезания окна представлены на рисунке 1);
- возможность использования роторного бурения;
- небольшой объём фрезеруемого металла (для 1-го способа резки БС необходимо вырезать не менее 7–10 м обсадной колонны), что ведёт к уменьшению числа спускоподъёмных операций;
- возможность вырезания одновременно нескольких колонн;
- возможность вырезки «окна» в обсадной колонне любой прочности, а также в плохо закреплённых колоннах.

Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне

Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне приведена на рисунке 2. Клин-отклонитель состоит из желоба с отклоняющей плоскостью с углом наклона $2,5^\circ$ и узла фиксации клина-отклонителя в обсадной колонне. Спуск клина-отклонителя в скважину осуществляется на инструменте одновременно со стартовым фрезером. Для осуществления направленной вырезки «окна» в колонне клин-отклонитель ориентируется по азимуту.

При достижении клином-отклонителем забоя силой тяжести бурильного инструмента срезается стопорный штифт в узле фиксации клина-отклонителя. Плашка, перемещаясь по пазам, выходит из узла фиксации и врежется в стенку обсадной колонны. Узел фиксации надёжно расклинивается внутри колонны и удерживает клин-отклонитель от проворота, таким образом, отпадает необходимость цементирования клина-отклонителя. При дальнейшем увеличении нагрузки на клин-отклонитель происходит его отсоединение от стартового фреза. После чего вращением инструмента производится начальное фрезерование обсадной колонны стартовым фрезом и подъём КНБК.

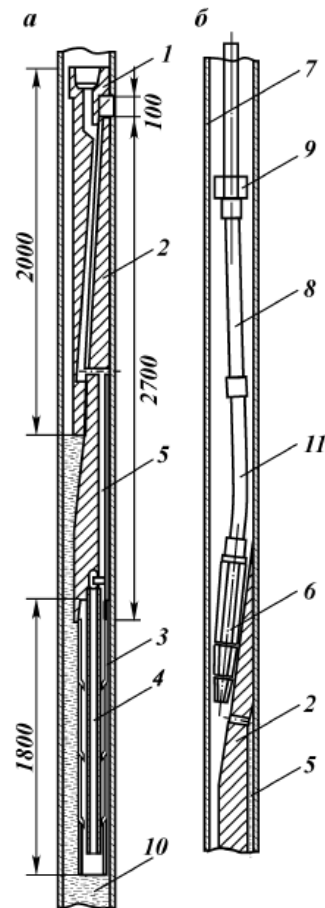


Рисунок 1 – Конструкция клинового отклонителя (а) и схема вырезания окна (б):
 1 – спускной клин; 2 – клин-отклонитель; 3 – хвостовик;
 4 – центральная труба; 5 – канал; 6 – райбер; 7 – обсадная колонна;
 8 – бурильная труба; 9 – центратор; 10 – цементный камень; 11 – УБТ

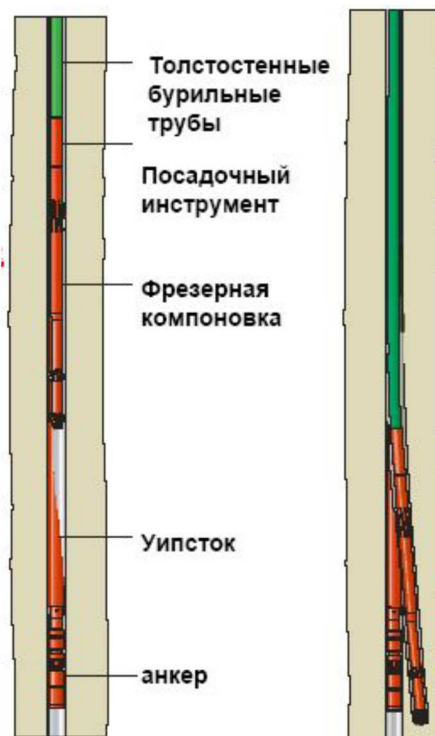


Рисунок 2 – Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне при помощи вырезающих фрез с устанавливаемым клина-отклонителя

Далее с помощью оконного фреза вырезается «окно» в колонне, а затем арбузообразный фрез его калибрует. При выходе фрезерующей компоновки из колонны производится смена компоновки для дальнейшего бурения второго ствола. В новых моделях клиньев-отклонителей (например, серии «П» и «С» ООО «Биттехника») корпус узла фиксации после подготовки клина-отклонителя к работе становится жёстко связанным с желобной частью, а подвижный элемент, служащий для выдвигания расклинивающей плашки, находится внутри этого корпуса и срабатывает только при непосредственной опоре клина-отклонителя на забой. Тем самым исключается преждевременное срабатывание узла фиксации клина-отклонителя при его транспортировке до забоя, которое может произойти из-за разной толщины стенок обсадной колонны или недостаточной подготовки колонны для проведения работ по зарезке БС. Кроме того, клин-отклонитель серии «С» при посадке на забой принудительно изгибается таким образом, что верхняя часть желоба прижимается к одной стороне колонны, а нижняя часть желоба – к другой, что обеспечивает лучшее дальнейшее прохождение инструмента, а также возможность установки данного клина-отклонителя в интервалах с большим углом наклона ствола скважины.

Фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне

Для удобства реализации технологии вырезки «окна» с клина-отклонителя вырезающие фрезы изготавливаются и поставляются в комплекте (рис. 3). Стандартный комплект фрез состоит из стартового фреза, оконного (торцевого) фреза и арбузообразного (калибровочного) фреза. Стартовый фрез предназначен для спуска клина-отклонителя и начального фрезерования «окна», оконный фрез – для непосредственного прорезания «окна» в обсадной колонне, арбузообразный фрез – для калибрования окна.

Подготовка к работе фрез достаточно простая и сводится к внешнему осмотру всех фрез на предмет повреждений режущей поверхности и целостности резьбовых соединений. Затем осуществляется стыковка стартового фреза с клином-отклонителем для спуска его на забой и начального фрезерования. Компоновка в составе оконного и арбузообразного фрез собирается для непосредственного фрезерования «окна» в колонне. В некоторых случаях для улучшения калибрования «окна» в компоновку включают два арбузообразных фреза.



Рисунок 3 – Комплект фрез серии КФ

Общие требования при работе фрезами для вырезания «окна» в обсадной колонне

Вскрытие «окна» необходимо производить, не превышая заданной осевой нагрузки. Значительные осевые нагрузки на райбер приводят к преждевременному выходу его за колонну, и «окно» получается укороченным. Это создаёт условия для

возникновения и концентрации переменных напряжений в теле бурильных труб, особенно в то время, когда в интервале нижней части среза отклоняющегося клина, т.е. на выходе из «окна», находится замковое соединение бурильных труб. Это приводит к довольно быстрому появлению усталости металла и, как следствие, к поломке бурильных труб в утолщённой части.

Поломка бурильных труб в том месте, где конец оставшихся труб находится сразу же за «окном», опасна тем, что в последующем их трудно извлечь. При укороченном «окне» подвергается кольцевым порезам и тело бурильных труб, что снижает их прочность и может привести к аварии. Кроме того, затрудняется пропуск долота за колонну, и долото, как правило, останавливается в «окне» в результате образования «мёртвого» пространства необработанной стенки колонны, возвышающейся над нижним окончанием среза отклоняющегося клина. Обработать эту выступающую часть стенки райберами практически невозможно, и в некоторых случаях приходится вновь спускать клин-отклонитель и повторять работы по вскрытию нового «окна». Во избежание этого над райбером для создания жёсткости рекомендуется устанавливать утяжелённые бурильные трубы соответствующих размеров.

Выбор места зарезки второго ствола

При этом необходимо учитывать следующие условия:

- место зарезки должно находиться между муфтами обсадной колонны;
- место зарезки должно находиться в интервалах устойчивых пород, не склонных к осыпанию;
- в интервале зарезки должно быть наличие цементного кольца;
- в интервале отсутствия второй колонны;
- в интервале, обеспечивающем вскрытие продуктивного горизонта в заданной точке при требуемом отходе и зенитном угле.

Технология установки клина (порядок производства работ)

1. Выбор места установка клина производится по данным геофизических исследований и согласно программе ведения работ.
2. Перед началом работ проверить состояние и исправность бурового оборудования, наличие инструмента согласно спецификации, а также провести инструктаж бригады.
3. Спустить КНБК – долото, скрепер (скребок) на шаблонировку до текущего забоя. Подтвердить текущий забой, по ГИС (локатор муфт) определить место установки клина-отклонителя. Если голова цементного моста не соответствует программе работ, произвести бурение цементного моста до нужной глубины. Обработать скрепером интервал посадки клина-отклонителя. Проскреперовать интервал установки клина-отклонителя (от головы цементного моста и 10-12 м выше – 5 операций), промыть скважину до выхода чистого раствора. Разгрузкой инструмента на 10-15 тонн проверить прочность и качество цементного стакана. Поднять КНБК. Убедиться в том, что мера инструмента выполнена корректно.
4. Промыть скважину полным объёмом, опрессовать, произвести подъём и разборку КНБК.
5. Произвести сборку клина согласно инструкции по сборке клина. Произвести сборку следующей компоновки: клин-отклонитель, стартовый фрез, буровой инструмент. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.
6. Произвести спуск отклоняющей компоновки со скоростью не более 0,25 м/с, не допускать посадки клина более 1 тонны. Произвести спуск на 10 м выше текущего забоя.
7. Произвести расхаживание колонны на длину 5 м для удаления реактивного крутящего момента колонны (удалить скручивание колонны).
8. Спустить компоновку на глубину 2 м над забоем. Восстановить циркуляцию.
9. Произвести ориентирование клина с помощью телесистемы.
10. Нащупать забой, произвести разгрузку до 2,5 тонны, срезать штифт стопорного устройства и зафиксировать (согласно инструкции по клину). Разгрузить инструмент на 8–10 тонн для срезания подвешенного болта (согласно инструкции по клину).

11. После отсоединения стартового фреза поднять инструмент на 0,5 м выше головы клина и зафиксировать глубину спуска.

12. Приступить к фрезерованию колонны ротором. Режим фрезерования: число оборотов ротора 60–90 об./мин., осевая нагрузка 0,5–2 тонны, производительность насоса 6–9 л/с. Пройти интервал не более 0,53 м от верхней точки клина.

13. По окончании фрезерования произвести подъём и разборку КНБК.

Технология вырезки «окна» (порядок производства работ)

1. Перед началом работ проверить состояние и исправность бурового оборудования, наличие инструмента согласно спецификации, а также провести инструктаж бригады.

2. Завести или приготовить раствор в соответствии с программой работ и ГТН. Проводить вырезку технологического «окна» на солевом растворе или любой другой скважинной жидкости, технической воде, на том, что в скважине, установив магнит на виброситах, затем после вырезки уже переводить скважину на буровой раствор. В случае, когда планируется неориентированное бурение, возможен сразу перевод на буровой раствор.

3. Установить улавливающий магнит в приёмнике вибросита. Чистку магнита от металлической стружки производить через 15–20 минут.

4. Собрать вырезающую КНБК (вторая КНБК, первая – стартовый фрез) в следующей последовательности: алмазный фрез или торцевой райбер, обратный клапан, УБТ (или одиночная труба используемого бурового инструмента), сбивной клапан, бурильный инструмент. При сборке КНБК производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

5. Произвести спуск вырезающей КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с, не доходя 15 м до головы клина-отклонителя, скорость спуска ограничить до 0,5 м/с, нащупать место посадки райбера на клин-отклонитель разгрузкой инструмента на 4–5 тонн. Поднять КНБК на 2–3 м, вызвать циркуляцию, произвести выравнивание параметров раствора. Произвести запуск вращения ротора, осуществить спуск КНБК с вращением до места посадки, плавно увеличить осевую нагрузку до величины 2–4 тонны.

6. Произвести фрезерование колонны. Режим фрезерования: производительность насоса 6–10 л/с, осевая нагрузка 2–4 тонны. Длина участка фрезерования 1,5–2,0 м с выходом в породу (в соответствии с программой работ). По окончании фрезерования произвести промывку скважины в течение двух циклов, поднять инструмент для смены КНБК.

7. Собрать расширяющую КНБК (КНБК для обработки и расширения интервала, пройденного вырезающей компоновкой): торцевой райбер с плоским наконечником, арбузный райбер, обратный клапан, УБТ (или одиночная труба используемого бурового инструмента), сбивной клапан, бурильный инструмент. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

8. Произвести спуск расширяющей КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с, не доходя 3–5 м до головы клина-отклонителя, произвести вызов циркуляции и выравнивание раствора. Произвести запуск вращения ротора, осуществить спуск КНБК с вращением до места посадки, плавно увеличить нагрузку до величины 2–4 тонны.

9. Произвести фрезерование окна расширяющей компоновкой. Режим фрезерования: производительность насоса 6–10 л/с, осевая нагрузка 2–4 тонны. Длина участка фрезерования – 1,5–2,0 м с выходом в породу (в соответствии с программой работ). По окончании фрезерования произвести промывку скважины в течение двух циклов, поднять инструмент для смены КНБК.

10. После подъёма КНБК произвести замер диаметра райберов. При потере 2 мм от первоначального диаметра райберов произвести смену райберов и спуск КНБК по п. 11.

11. Собрать расширяющую КНБК (данная КНБК для обработки стенок «окна» и выхода в породу спускается в случае износа райберов более 2 мм от первоначального

диаметра): торцевой райбер, арбузный райбер, обратный клапан, УБТ (или одиночная труба используемого бурового инструмента), сбивной клапан, бурильный инструмент. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале. Далее повторить работы в той же последовательности, как это указано в пунктах 8 и 9.

12. «Окно» в колонне считается полностью вскрытым и обработанным, когда третий райбер (третья КНБК) без вращения инструмента свободно проходит в него, при этом диаметр райбера сохраняется в пределах не более чем на 1 мм меньше номинального диаметра (первоначального диаметра неиспользованного райбера). В противном случае рекомендуется обработать «окно» ещё одним райбером с номинальным диаметром.

13. Смена бурового раствора (если это предусмотрено программой работ) после вырезки окна производится только после согласования с заказчиком.

Технология бурения бокового ствола из вырезанного «окна» (порядок производства работ)

1. Перед началом работ проверить состояние и исправность бурового оборудования, наличие инструмента согласно спецификации, а также провести инструктаж бригады.

2. В случае если это предусмотрено программой работ, завести или приготовить буровой раствор в соответствии с параметрами, заложенными в ГТН и карте поинтервальной обработки.

3. Собрать КНБК для бурения в следующей последовательности: бицентричное долото, ВЗД, обратный клапан, сбивной клапан, бурильные трубы, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, гидравлический ясс, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, бурильные трубы. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

4. Произвести спуск собранной КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с в обсадной колонне, не доходя 10 м до вырезанного в обсадной колонне «окна», скорость спуска ограничить до 0,1 м/с.

5. Произвести бурение прямолинейного участка скважины (согласно программы работ). Режим бурения: приработать долото «с навеса» (при минимальной осевой нагрузке) в течение 20–25 мин., после чего плавно довести нагрузку на долото до 3–5 тонн при расходе 8–10 л/с. По окончании бурения произвести промывку скважины в течение двух циклов, привести параметры раствора согласно КПО и ГТН, поднять инструмент для смены КНБК.

6. Собрать КНБК для наклонно-направленного ориентированного бурения в следующей последовательности: бицентричное долото, ВЗД с установленным заданным углом перекоса, телесистема, обратный клапан, сбивной клапан, бурильные трубы, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, гидравлический ясс, расчётное количество утяжелённых бурильных труб, бурильные трубы. При сборке производить докрепление низа КНБК с помощью машинных ключей на рекомендуемый момент затяжки. Замерить длину КНБК, составить эскиз с записью в вахтовом журнале.

7. Произвести спуск собранной КНБК на бурильном инструменте со скоростью не более 1 м/с в обсадной колонне, не доходя 10 м до вырезанного в обсадной колонне «окна», скорость спуска ограничить до 0,1 м/с. При спуске в обсадной колонне не допускается вращение бицентричного долота. После выхода из «окна» скорость спуска в открытом стволе ограничить до 0,4 м/с.

8. Произвести ориентированное бурение скважины согласно заданных параметров. Режим бурения: приработать долото «с навеса» (при минимальной осевой нагрузке) в течение 20–25 мин., после чего плавно довести нагрузку на долото до 3–5 тонн при расходе 8–10 л/с. По окончании бурения произвести промывку скважины в течение двух циклов, привести параметры раствора согласно КПО и ГТН, поднять инструмент.

Технология крепления бокового ствола (порядок производства работ)

1. Произвести комплекс ГИС.
2. Подготовить, завезти на куст оборудование на спуск, согласно перечню. Завезти и уложить в порядке спуска обсадные трубы, опрессованные на соответствующее давление, в том числе дополнительное количество (с учётом 3 % запаса отбраковки). Проверить акт и ведомость на подготовку труб, подлежащих спуску.
3. Проверить состояние фундаментов, оснований и других механизмов БУ. Проверить центровку БУ. Проверить техническое состояние силовых приводов насоса, контрольно-измерительной аппаратуры. Составить акт о готовности БУ к спуску хвостовика и креплению скважины, при выявлении дефектов или неисправностей их необходимо устранить до начала работ. Спускоподъёмное оборудование должно соответствовать типоразмеру труб, весу хвостовика и не иметь повреждений.
4. Провести инструктаж бригады по безопасному спуску хвостовика и технологическим особенностям производимых работ, назначить ответственного за шаблон с росписью в буровом журнале.
5. Подготовить технологическую оснастку хвостовика. До начала спуска необходимо уточнить глубины установки башмака и элементов технологической оснастки.
6. Собрать КНБК: долото, УБТ, обратный клапан, бурильная труба, шаровой (опрессовочный) переводник, сбивной клапан, бурильные трубы. Спустить и произвести калибровку (шаблонирование) скважины. Произвести промывку в течение двух циклов. Произвести опрессовку допускных бурильных труб на максимальное давление опрессовки подвески хвостовика. При подъёме произвести взвешивание инструмента (зафиксировать по индикатору веса нагрузку на крюке, создаваемую той частью бурильной колонны, которая будет использоваться при спуске хвостовика и его подвешивания). Прошаблонировать бурильные трубы шаблоном соответствующего диаметра. Допускную бурильную колонну установить за отдельный «палец» и уточнить длину.
7. Составить акт о готовности скважины к спуску хвостовика.
8. Производить сборку оснастки для спуска хвостовика и хвостовика в присутствии представителя заказчика по плану, согласованному с заказчиком. При нахождении на буровой представителя фирмы-изготовителя оснастки затягивание резьбовых соединений элементов оснастки производить под его руководством, согласно инструкции по сборке. Промежуточную промывку производить перед открытым стволом. При сборке оснастки и хвостовика применять резьбоуплотнительную смазку.
9. Производить спуск хвостовика на инструменте по плану, скорость спуска в эксплуатационной колонне 0,5 м/с, в открытом стволе 0,3 м/с. Промыть скважину, сдать скважину для заливки по акту.
10. Цементирование хвостовика производить по отдельному плану, согласованному с заказчиком.
11. По окончании продавки цементного раствора произвести отсоединение посадочного инструмента. Осуществить вымыв («срезку») цементного раствора над разъединительным устройством. Поднять инструмент из скважины.
12. Собрать КНБК: долото, ВЗД, обратный клапан, бурильная труба, сбивной клапан, СБТ или НКТ (согласно соответствующих проходному диаметру подвески и «хвостовика»). Спустить инструмент в скважину, скорость спуска 0,5 м/с. С глубины 10 м выше головы хвостовика производить спуск с промывкой, производительность 4–5 л/с, скорость спуска 0,1 м/с. С промывкой войти в хвостовик на две трубы и промыться в течение цикла. Поднять инструмент из скважины.
13. Спустить в скважину «перо» на СБТ/НКТ (согласно проходному диаметру «хвостовика») до искусственного забоя. Промыться (промывка обратная) до выхода чистой технической воды. Опрессовать скважину на избыточное давление. В случае негерметичности дальнейшие работы согласовать с заказчиком и производить по дополнительному плану.
14. Произвести запись ГИС.
15. Произвести работы по вызову притока согласно плана работ.
16. Спустить подземное оборудование в скважину согласно плана работ.

17. Смонтировать ФА, опрессовать ФА, сдать скважину по акту заказчику.

Комплект инструмента и технологической оснастки для спуска, подвески и цементирования потайных обсадных колонн (хвостовиков) Ø 101,6 и 114 мм представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Комплект инструмента и технологической оснастки для спуска, подвески и цементирования потайных обсадных колонн (хвостовиков) Ø 101,6 и 114 мм

Технико-экономический эффект

За базисный вариант сравнения принят вариант бурения вертикальной скважины. Технико-экономический эффект от зарезки и бурения бокового ствола обеспечивается за счёт:

- 1) сокращения эксплуатационных затрат (в т.ч. долот, химреагентов, материалов) на бурение скважины;
- 2) ускорения буровых работ;
- 3) получения дополнительного объёма нефти для её реализации.

Выводы по расчёту технико-экономического эффекта сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Выводы по расчёту технико-экономического эффекта

Показатели	Базисный вариант (бурение ВС)	По проекту (зарезка и бурение БС)
Материалы и химреагенты, кг/м	75,72	11,04
Долота, шт.	27	9
Обсадные трубы, м	6240	689
Нормативное время на бурение и крепление, час (ст.-мес.)	2426,4 (3,370)	1231,4 (1,710)
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	3710 / 3,370 = 1101	3771 / 1,71 = 2205
Среднесуточный дебит, тонн/сут.	12,5	49,8

Выводы

Боковой ствол бурится с целью ввода скважины в эксплуатационный фонд. В качестве сравнения с бурением бокового ствола была выбрана вертикальная скважина. Как показали расчёты, преимущество бурения бокового ствола обусловлено сокращением эксплуатационных затрат на бурение скважины, ускорением буровых работ и получением дополнительного объёма добычи нефти на 13614,5 тонн в год. Технико-экономический эффект от бурения бокового ствола составляет свыше 290 млн рублей в год.

Литература

1. Басарыгин Ю.М. [и др.]. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
2. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Рахматуллин Д.В. Drilling Fluids Engineering Manual в 4 томах. – Уфа : ООО «Первая типография», 2019. – Т. 1–4.
9. Калинин А.Г. [и др.]. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справочник / под ред. А.Г. Калинина. – М. : Издательство «Недра», 1997. – 648 с.
10. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.
11. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Технико-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
12. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.
13. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.
14. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206–208.
15. Савенок О.В. [и др.]. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.

References

1. Basarygin Y.M. [et al.]. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Publishing house «Nedra», 2000. – 262 p.
2. Bulatov A.I., Proselkov E.Yu., Proselkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : reference manual. – Krasnodar : Sovetskaya Kuban Publishing House, 2008. – 419 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Finishing of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 539 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and Accidents in the Construction of Oil and Gas Wells. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2010. – 522 p.
5. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a training manual for students of universities. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Rachmatullin D.V. Drilling Fluids Engineering Manual in 4 volumes. – Ufa : LLC «Pervaya typographia», 2019. – Vol. 1–4.
9. Kalinin A.G. [et al.]. Drilling of the inclined and horizontal wells : a reference book / under edition of A.G. Kalinin. – M. : «Nedra» Publishing House, 1997. – 648 p.
10. Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Occupational safety and health at drilling and exploitation of oil and gas wells : a training manual. – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2016. – 290 p.
11. Dobrochasov A.I., Popova Z.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions for increasing the efficiency of the horizontal sidetrack drilling in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
12. Yelovykh P.F., Neskromnykh V.V. Analysis and perfection of technology of drilling of new directions in an open wellbore with support on an artificial bottom // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 85–92.
13. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects of the Samburg oil-gas-condensate field development. Peculiarities of the sidetracking // Nauka. Techni-ca. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
14. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as a method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
15. Savenok O.V. [et al.]. Estimation of prospects of the lateral horizontal boreholes drilling and improvement of the development system at the Turney object of Chernovskoye oil field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.