

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



**ЩЕРБАКОВ АНДРЕЙ ВАЛЕРЬЕВИЧ**

**ОБОСНОВАНИЕ ТРАЕКТОРИЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ  
СКВАЖИН НА СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Кузнецов Владимир Григорьевич

Тюмень – 2026

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	10
1.1 Геологические условия бурения скважин на сложнопостроенных месторождениях .....	10
1.2 Причины возникновения осложнений при бурении наклонно- направленных эксплуатационных скважин.....	12
1.3 Сравнительный анализ технологической эффективности бурения боковых стволов из существующих наклонно-направленных скважин .....	26
1.4 Обоснование многофункциональности скважин.....	31
1.5 Выводы по главе 1.....	35
ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К ОБОСНОВАНИЮ ТРАЕКТОРИЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН .....	36
2.1 Обоснование критериев оптимизации траекторий многофункциональных скважин.....	36
2.2 Особенности формирования траектории наклонно-направленных скважин с боковым стволом.....	45
2.3 Оптимизация траектории наклонно-направленных скважин с боковым стволом .....	54
2.4 Выводы по главе 2.....	61
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ ТРАЕКТОРИЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....	62
3.1 Формирование траекторий многофункциональных скважин с учетом технологических ограничений бурения.....	62
3.1.1 Построение траекторий наклонно-направленных скважин с боковым стволом .....	62
3.1.2 Оценка влияния параметров траектории многофункциональных скважин на механические нагрузки при бурении.....	75

3.2 Разработка алгоритма проектирования траектории многофункциональных скважин.....	82
3.3 Выводы по главе 3.....	86
<b>ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ОПТИМИЗИРОВАННЫХ ТРАЕКТОРИЙ ПРИ БУРЕНИИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН.....</b>	<b>87</b>
4.1 Внедрение методики оптимизации траекторий многофункциональных скважин в программное обеспечение.....	87
4.2 Апробация разработанной методики оптимизации траекторий многофункциональных скважин.....	96
4.3 Технико-экономическое обоснование эффективности применения многофункциональных скважин на возвратные эксплуатационные объекты.....	102
4.4 Выводы по главе 4.....	105
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>106</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....</b>	<b>107</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>109</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>127</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....</b>	<b>128</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В .....</b>	<b>130</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....</b>	<b>143</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность темы исследования

В условиях истощения ресурсной базы и необходимости непрерывного повышения эффективности вовлечения трудноизвлекаемых запасов традиционных и вновь разрабатываемых месторождений нефти и газа, снижение затрат на бурение и эксплуатацию скважин является приоритетной задачей для нефтегазовой отрасли. В случаях, когда создание основной системы разработки месторождения экономически нецелесообразно или технологически затруднительно, альтернативным подходом может стать разработка возвратных объектов на сложнопостроенных месторождениях.

Одним из перспективных способов снижения затрат на наиболее капиталоемком этапе освоения месторождения является бурение скважин многофункционального назначения. В настоящей работе рассматривается возможность использования многофункциональных скважин (МФС) для выполнения задач геологоразведочного этапа и эксплуатации продуктивного пласта, в том числе для одновременно-раздельной добычи (ОРД) нескольких геологических объектов.

Согласно статистическим данным дочернего общества за период 2018–2022 гг., среднегодовой показатель бурения составляет 410 наклонно-направленных скважин (ННС). В большинстве случаев после завершения бурения основного ствола следующим технологическим этапом является бурение бокового ствола (БС). Однако при проектировании траекторий ННС, как правило, не учитывается возможность последующего бурения БС, что приводит к снижению технологической эффективности процесса освоения месторождений.

В современных программных продуктах траектория МФС проектируется методом последовательного расчёта с независимым планированием основного и бокового стволов, что не позволяет учесть их взаимозависимость. Это обуславливает необходимость разработки методов оптимизации, трактующих скважину с БС как единый объект проектирования.

## **Степень разработанности темы исследования**

Теоретической базой исследования послужили фундаментальные работы в области технологии направленного бурения и методов проектирования траекторий скважин. В числе учёных, внесших вклад в развитие данного направления, можно выделить: С. Н. Бастрикова, А. Г. Калинина, В. В. Кульчицкого, А. З. Левицкого, Л. М. Левинсона, Б. А. Никитина, С. А. Оганова, Г. С. Оганова, А. С. Повалихина, К. М. Солодкого, В. М. Шенбергера, А. Т. Bourgoyne, S. Robello, S. J. Sawaryn, L. Zhengchun и других.

Возможность применения МФС в буровой практике для ОРД и одновременно-раздельной закачки и добычи (ОРЗид) рассмотрена в работах: А. И. Пономарева, И. З. Денисламова, А. М. Насырова и других авторов. Теоретическое и прикладное обоснование изменения функционального назначения скважины на различных этапах разработки залежи представлено в трудах А. Ф. Аржанова и других исследователей.

Установлено, что вопросы проектирования траекторий скважин с учётом специфики разработки сложнопостроенных месторождений недостаточно проработаны, что не позволяет реализовать в рамках одной скважины несколько технологических функций на различных этапах её эксплуатации.

**Цель диссертационной работы** – Повышение эффективности строительства МФС на сложнопостроенных месторождениях путем оптимизации разветвленной траектории ствола.

### **Основные задачи исследования**

1. Проанализировать результаты теоретических исследований и практический опыт бурения ННС и БС на различных этапах разработки сложнопостроенных месторождений Западной Сибири.
2. Обосновать положение точки разветвления БС в МФС для достижения оптимальных параметров профиля (зенитный угол, интенсивность искривления и общая длина стволов) и разработать алгоритм аналитического расчета.
3. Разработать методику оптимизации траектории МФС, учитывающую геолого-технические и технологические условия бурения.

4. Провести апробацию разработанной методики на месторождениях Западной Сибири с целью выявления потенциала для широкого масштабирования при бурении разветвленных скважин сложной конструкции.

**Объектом** исследования является траектория МФС.

**Предметом** исследования являются параметры профиля МФС (зенитный угол, интенсивность искривления и общая длина стволов).

### **Научная новизна работы**

1. Предложено обоснование положения точки разветвления БС при проектировании траектории МФС, основанное на первоначальном направлении на эту точку с последующей коррекцией на геологическую цель. Это позволяет спроектировать разветвленную траекторию скважины с минимальной длиной без изменения первоначальных координат целевых точек.

2. Предложено аналитическое выражение для определения координат точки забуривания БС, которое, основанное на выявленной нелинейной зависимости длины горизонтальной проекции от параметров точки разветвления, позволяет оптимизировать траекторию МФС и сократить общую длину скважины.

3. Разработана методика оптимизации траектории МФС, сочетающая вариационное исчисление и геометрическое моделирование местоположения точки забуривания БС, что позволяет сократить общую длину профиля примерно на 3% относительно существующих методов проектирования.

### **Теоретическая значимость работы**

Полученные результаты расширяют методы расчета траекторий МФС, основанные на численных методах оптимизации их пространственной конфигурации при сохранении заданных параметров профиля для вскрытия двух целевых горизонтов.

### **Практическая значимость работы**

1. Результаты диссертационной работы подтверждают практическую применимость разработанной методики и свидетельствуют о её экономической эффективности, выраженной в сокращении капитальных затрат на бурение МФС примерно на 2,5–6,2 %.

2. Методика оптимизации траектории МФС используются при разработке проектной документации на строительство скважин на действующих и вновь разрабатываемых месторождений Западной Сибири.

3. Разработан программный продукт, основанный на методах вариационного исчисления и геометрического моделирования, который позволяет автоматизировать процесс определения местоположения точки забуривания БС.

4. Аналитическое выражение для определения координат точки забуривания БС интегрировано в сертифицированный программный комплекс, используемый в проектных и производственных подразделениях Компании.

5. Разработанная методика оптимизации траектории МФС позволяет снизить статические и динамические нагрузки, возникающие при подъеме буровых и обсадных колонн в процессе строительства скважин.

#### **Методология и методы исследования**

В процессе исследования и решения основных задач диссертационной работы применялись комплексные методы научного анализа (включая анализ и синтез), а также современные подходы к моделированию, такие как математическое моделирование, количественный анализ и статистические методы.

#### **Положения, выносимые на защиту**

1. Обоснование проектирования траектории МФС предполагает определение направления к точке разветвления БС с последующей коррекцией, ориентированной на геологическую цель. Это позволяет спроектировать разветвленную траекторию скважины с минимальной длиной без изменения первоначальных координат целевых точек.

2. Методика оптимизации траектории МФС включает аналитическое выражение для определения координат точки забуривания БС, учитывающее нелинейную зависимость длины горизонтальной проекции от параметров точки разветвления.

3. Функциональность разработанной программы, основанная на совершенствовании траектории МФС, вариационном исчислении и геометрическом моделировании, обеспечивает алгоритмическое обоснование положения точки

забурирования БС и повышение технико-экономических показателей путём сокращения общей длины скважин примерно до 3%.

**Личный вклад** заключается в обобщении и систематизации теоретических разработок и практического опыта в области бурения, проведении комплекса аналитических расчётов, выявлении ключевых закономерностей, разработке рекомендаций по оптимизации процессов и реализации полученных результатов при проектировании строительства скважин.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность научных положений и выводов диссертационной работы обоснована корректностью проведенных аналитических исследований и подтверждена фактическими результатами бурения на семи скважинах сложнопостроенных месторождений дочернего общества.

Результаты диссертационного исследования использованы при подготовке нормативного документа «Положение о разработке схем кустования на месторождениях российских нефтедобывающих организаций», введенного в действие приказом № 23 от 28.01.2026.

Основные положения и материалы диссертационной работы были представлены на следующих конференциях: XIII конференции молодых ученых и специалистов филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень, 2013 г.); XIV конференции молодых специалистов, работающих в организациях, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (г. Ханты-Мансийск, Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, 2014 г.); Международной конференции «НЕФТЬ И ГАЗ-2015» (г. Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2015 г.); Национальной научно-практической конференции с международным участием «Нефть и газ: технологии и инновации» (г. Тюмень, 2021 г.); Международных научно-практических конференциях «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» (г. Тюмень, 2021, 2022, 2023 гг.).

## **Публикации**

По результатам диссертационной работы подготовлено 14 публикаций, в том числе которых: 6 статей в ведущих рецензируемых научных журналах, индексируемых ВАК Минобрнауки России; 4 статьи в рецензируемых журналах, входящих в базы данных Web of Science, Scopus; 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

## **Соответствие диссертации паспорту научной специальности**

Диссертация соответствует паспорту специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин в части следующих пунктов: пункт 2: «Конструкции скважин. Профиль и технология проводки вертикальных, наклонных, а также горизонтальных скважин, в том числе с разветвлёнными стволами. Геонавигация в процессе бурения»; пункт 5: «Осложнения и предупреждение осложнений при строительстве скважин. Прогнозирование аварийных инцидентов с буровым инструментом, факторов, влияющих на риски при строительстве скважин. Технологии и технические средства для ликвидации осложнений и аварий в скважине. Методы и технологии обеспечения устойчивости ствола скважины».

## **Объем и структура работы**

Диссертационная работа объемом 144 страницы машинописного текста содержит 19 таблиц, 60 рисунков и 4 приложения. Структура работы включает введение, четыре главы, основные выводы и рекомендации. Список использованных источников насчитывает 127 наименований.

Автор выражает благодарность доктору технических наук, профессору Е. Г. Гречину, доктору технических наук, профессору С. Н. Бастрикову и кандидату технических наук, доценту Г. Н. Шешуковой за поддержку и помощь, оказанные при работе над диссертацией, а также коллегам за обсуждение результатов и ценные замечания. Особую благодарность автор выражает своему научному руководителю, доктору технических наук, профессору В. Г. Кузнецову за неоценимую помощь в выполнении данной работы.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

## 1.1 Геологические условия бурения скважин на сложнопостроенных месторождениях

В Западной Сибири часто встречаются сложнопостроенные нефтегазовые месторождения – объекты, характеризующиеся совместным залеганием в продуктивной толще нефти, газа и воды, существенно различающихся по физико-химическим свойствам. Высокая геологическая неоднородность пластов, различия в фильтрационно-ёмкостных свойствах продуктивных пластов, пластовых давлениях и динамике истощения обуславливают необходимость применения специализированных подходов к изучению и разработке данных месторождений [1-3].

Одним из рассматриваемых месторождений в работе является месторождение И (геологический разрез представлен на Рисунке 1.1). В 2013 году дочернее общество получило лицензию на разведку данного месторождения, после чего были начаты активные работы по его доизучению. В период с 2013 по 2017 годы было пробурено пять разведочных скважин, проведено повторное испытание шестнадцати существующих скважин и выполнены сейсморазведочные работы в трёхмерном исполнении на площади 1540 км<sup>2</sup>. Выполненный комплекс работ позволил ввести месторождение в пробную эксплуатацию начиная с 2014 года [4].

По данным анализа состояния изученности на 01.07.2016, нефтегазоносность участка недр И-И обусловлена наличием 24 продуктивных пластов, приуроченных к различным нефтегазоносным комплексам в геологическом разрезе:

- Неокомский (берриас-валанжинский) – БС<sub>10-11</sub>, Ач<sub>1-6</sub>.
- Верхнеюрский (волжский-н.берриасский) – ЮС<sub>0</sub> (Ач<sub>1-6</sub>).
- Верхнеюрский (оксфордский) – ЮС<sub>1</sub>.

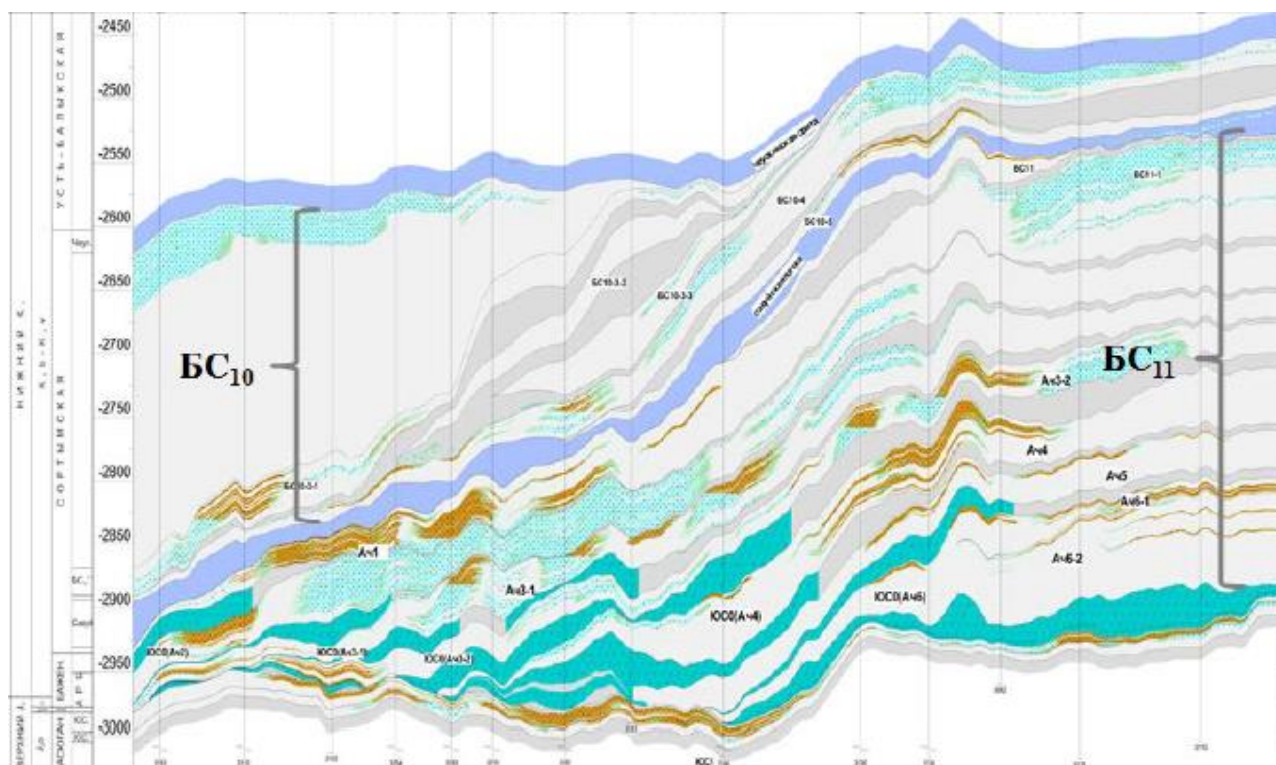


Рисунок 1.1 – Геологический разрез месторождения И

На месторождении И выявлено 97 залежей нефти сложного строения. Суммарные контуры всех залежей занимают приблизительно 50 % площади лицензионного участка. В настоящее время добыча нефти на месторождении в основном определяется продуктивностью пластов BC<sub>10-11</sub>, Aч<sub>1-2</sub>, Aч<sub>4</sub> и ЮС<sub>1</sub>. Согласно действующему проектному техническому документу (ПТД) на участке планируется создание площадной комбинированной системы разработки, включающей однорядное бурение наклонно-направленных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин, а также уплотнение добывающих ННС в нагнетательном ряду [5-6].

В период с 2014 по 2023 годы на месторождении пробурено 631 эксплуатационная скважина. Преимущественно это ННС типовой конструкции с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм, что составляет 73,7% от общего числа. Незначительная доля ННС имеет эксплуатационную колонну диаметром 178 мм (1,6 %). Остальные 24,7 % скважин являются наклонно-направленными с горизонтальным окончанием (ГС).

Действующим ПТД предусматривается использованием возвратного фонда эксплуатационных объектов (ЭО) скважин на вышележащие объекты (БС<sub>10-11</sub>, Ач<sub>1-6</sub>). К возвратному ЭО относится: залежь нефти (газа) или несколько объединённых в единый ЭО залежей нефти и/или газа, разработка которых как самостоятельного ЭО является технико-экономически нерентабельной [7].

Несмотря на то, что стратегия разработки месторождения часто предусматривает комплексный подход, в настоящее время она реализуется посредством бурения единичных скважин. Это обуславливает возрастающую необходимость геолого-технических мероприятий (ГТМ) для своевременного вовлечения возвратного фонда и повышения нефтеотдачи пласта.

Разработка возвратного ЭО, нерентабельность которого обоснована пользователем недр в техническом проекте разработки месторождения углеводородного сырья, должна быть предусмотрена скважинами, переводимыми с других ЭО, после выполнения ими проектного назначения [7].

## **1.2 Причины возникновения осложнений при бурении наклонно-направленных эксплуатационных скважин**

В Западно-Сибирском регионе разработка месторождений преимущественно осуществляется кустовым способом бурения, включающим ННС, ГС, разветвлённо-горизонтальные скважины (РГС) и многоствольные скважины (МСС). Размещение кустового основания (кустовой площадки) определяется горно-геологическими условиями, экологическими требованиями, экономическими соображениями и техническими характеристиками бурового оборудования. Учитывая продолжительный процесс проектирования и строительства, актуальной задачей является снижение их количества при проведении разведочного и эксплуатационного бурения посредством применения многофункциональных скважин.

В результате совершенствования методов и технологий строительства скважин, а также развития технологий бурения РГС, наблюдается снижение темпов разбуривания месторождений (участков), ранее разрабатываемых ННС. Это можно

наблюдать в динамике бурения скважин на месторождениях дочернего общества в период с 2018 по 2022 годы, где доля пробуренных ННС от общего числа законченных скважин изменилась с 58 % в 2018 году до 52 % в 2022 году. Динамика бурения скважин представлена на Рисунке 1.2.

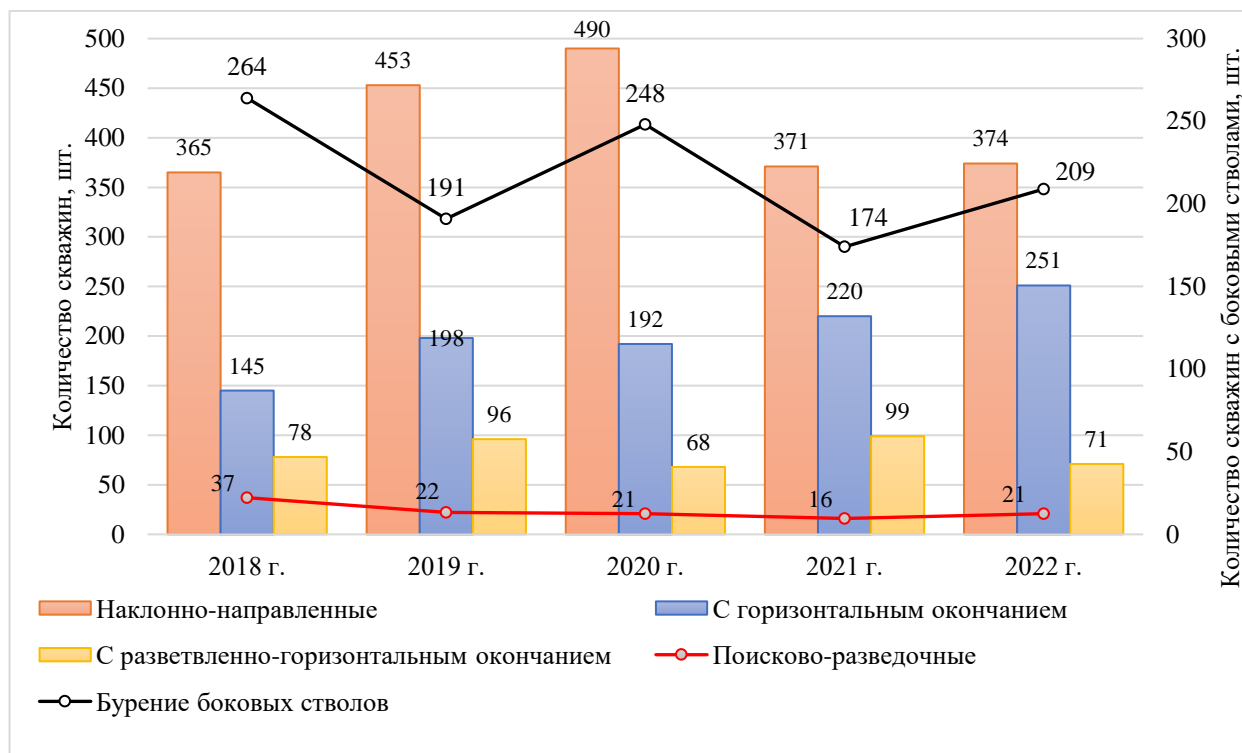


Рисунок 1.2 – Динамика бурения скважин

С развитием наклонно-направленного бурения и совершенствованием системы размещения эксплуатационного фонда на кустовых площадках, а также с учётом наземной инфраструктуры, профиль скважин стал более сложным. Это выражается в изменении максимального зенитного угла (с  $45^\circ$  до  $60^\circ$ ), интенсивности пространственного искривления, глубины скважины [8-13].

В Компании разработаны критерии сложности бурения, требующей особого контроля, где из одиннадцати факторов к параметрам траектории скважин относятся шесть, эти критерии представлены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Критерии отнесения скважин к категории «сложных»

Факторы	Наименование критериев	Западно-Сибирский регион	Пермский регион	Приволжский регион	Республика Коми
1	Проектная глубина скважины по стволу, м	>3800	>3000	>3000	>4000
2	Отход от вертикали проектного забоя, м	>1600	>900	>900	>1500
3	Горизонтальный участок, м	> 650	>350	>350	>350
4	Отход скважины / глубина по вертикали (ERD)	>0,7	>0,7	>0,7	>0,7
5	Искривленность ствола скважины (DDI)	>6,8	>6,8	>6,8	>6,8
6	Тип скважин	Все многозабойные и многоствольные скважины			

В 2021 году на месторождении N была пробурена скважина № N1 со сложным профилем. Отклонение от вертикали (смещение) составило 2626 м, зенитный угол – 61°, фактическая глубина бурения достигла 4486 м. Подробная информация о конструкции скважины представлена в Таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Фактическая конструкция скважины

Название обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны, м (по вертикали)	Глубина спуска обсадной колонны, м (по стволу)
Направление	324	40	45
Кондуктор	245	1061	1209
Эксплуатационная	178	2511	3802
Хвостовик	114	2468-2939	3724-4486

Скважина была пробурена в последней позиции на кустовой площадке с целью проведения дополнительных разведочных работ. В рамках этих работ планировалось уточнить контуры нефтеносности, оценить запасы категорий C<sub>2</sub> и C<sub>1</sub>, а также определить границы залежи и подсчётные параметры. Для этого был проведён расширенный комплекс геофизических исследований без отбора керн.

Из-за отсутствия необходимых по прочности обсадной колонны диаметром 146 мм и ограничений по грузоподъёмности буровой установки была предложена

альтернативная конструкция скважины. Диаметр эксплуатационной колонны составил 178 мм, а диаметр хвостовика – 114 мм.

Учитывая продолжительный интервал бурения с зенитными углами 50-60°, была выбрана система буровых растворов на солевой основе. Дополнительно использовался гидравлический башмак для эксплуатационной колонны диаметром 178 мм. Однако при спуске на глубину 1416 м произошла разгрузка более 30 т. При подъёме обсадной колонны обнаружено 6 деформированных стопорных колец центраторов и неработающий гидравлический башмак.

В ходе работы была проведена повторная подготовка ствола скважины с использованием роторной компоновки и осуществлена замена гидравлического башмака. Спуск эксплуатационной колонны прошёл без осложнений. Фактическая траектория скважины № N1 представлена на Рисунке 1.3.

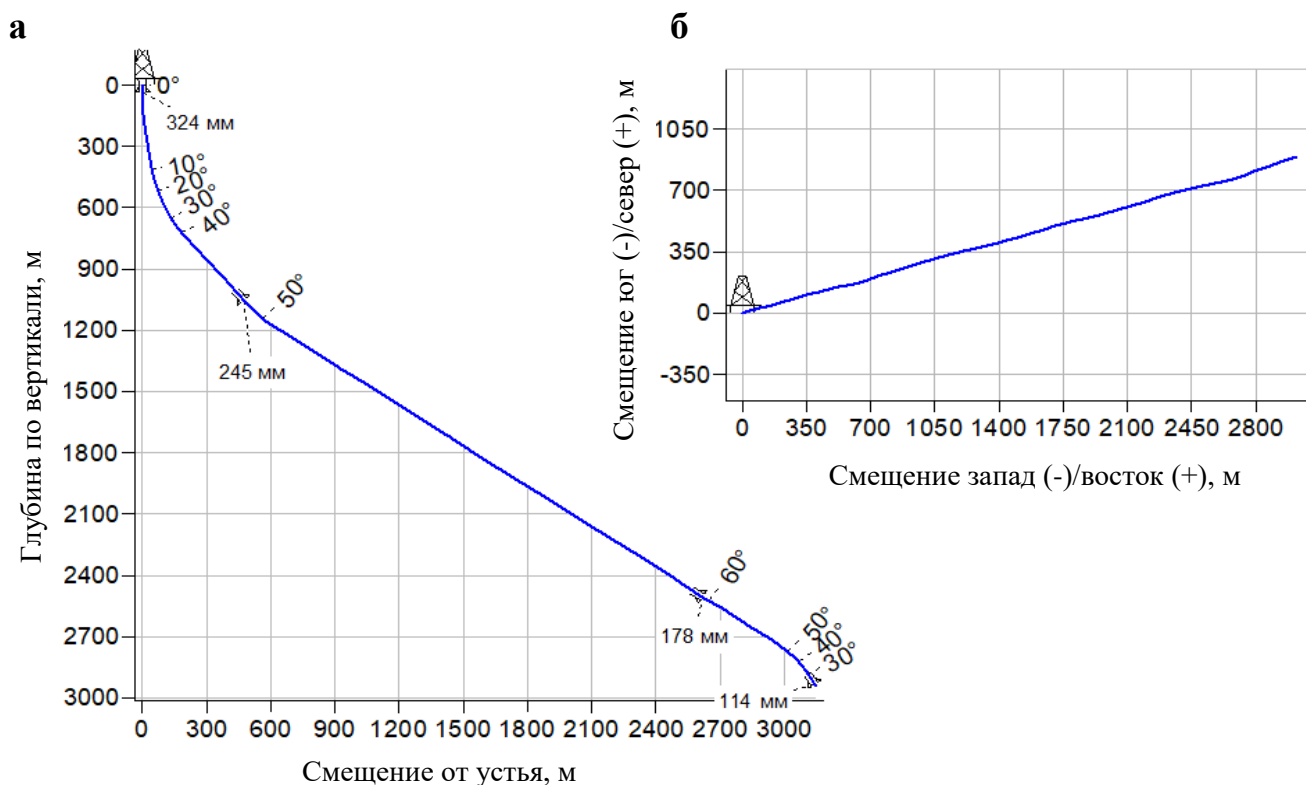


Рисунок 1.3 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № N1

В 2021 году на месторождении В закончена скважина № В1 с отходом от вертикали 1594 м, зенитным углом – 58° и фактической глубиной бурения – 2667 м. Бурение и спуск эксплуатационной колонны диаметром 146 мм прошел без осложнений. Фактическая траектория скважины представлена на Рисунке 1.4.

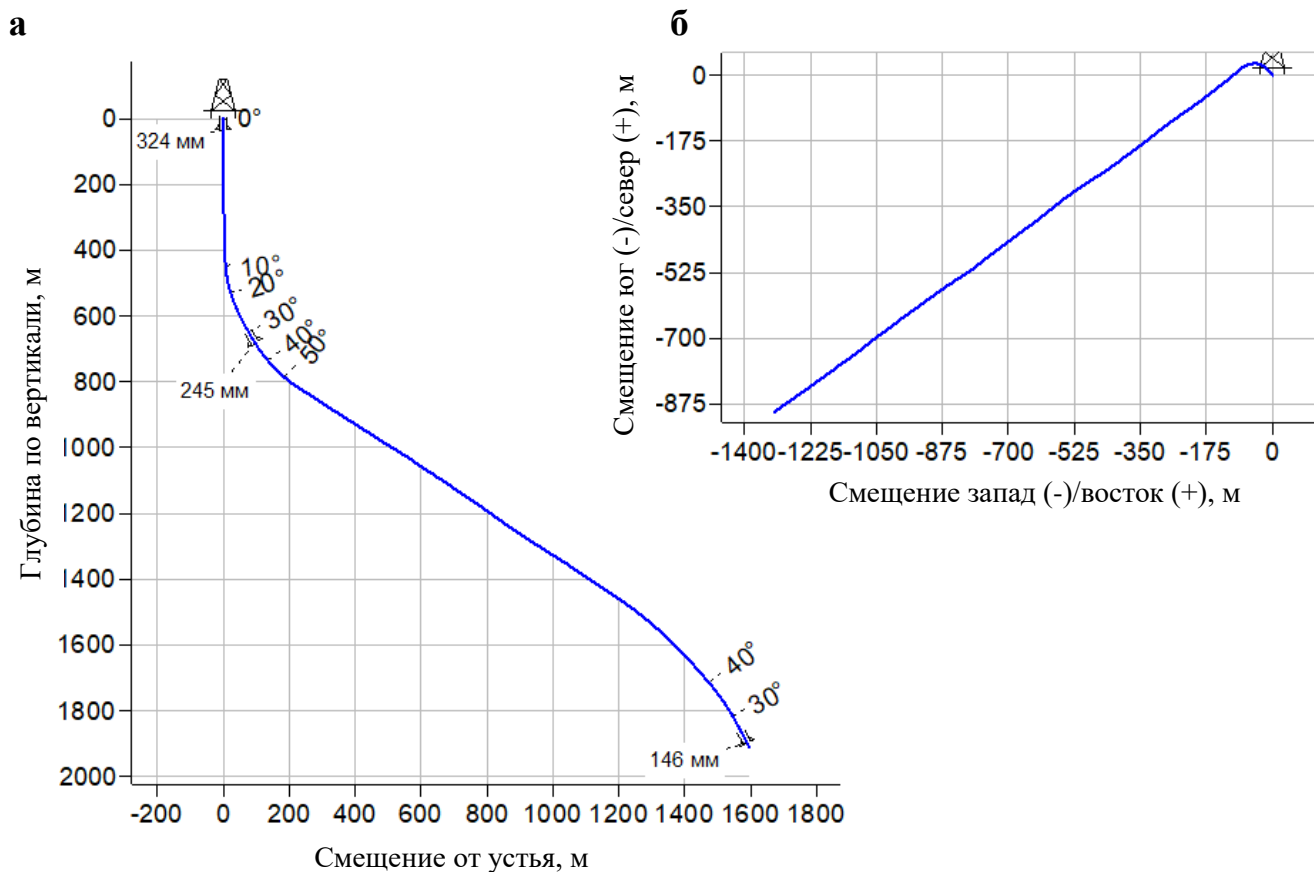


Рисунок 1.4 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № В1

В 2022 году на месторождении М закончена скважина с отходом от вертикали 2576 м, зенитным углом –  $48^\circ$  и фактической глубиной бурения до 4145 м, выполнен отбор керна в интервалах 3915-3933 м, 4078-4096 м. Бурение и спуск эксплуатационной колонны диаметром 146 мм прошел без осложнений, фактическая траектория скважины представлена на Рисунке 1.5.

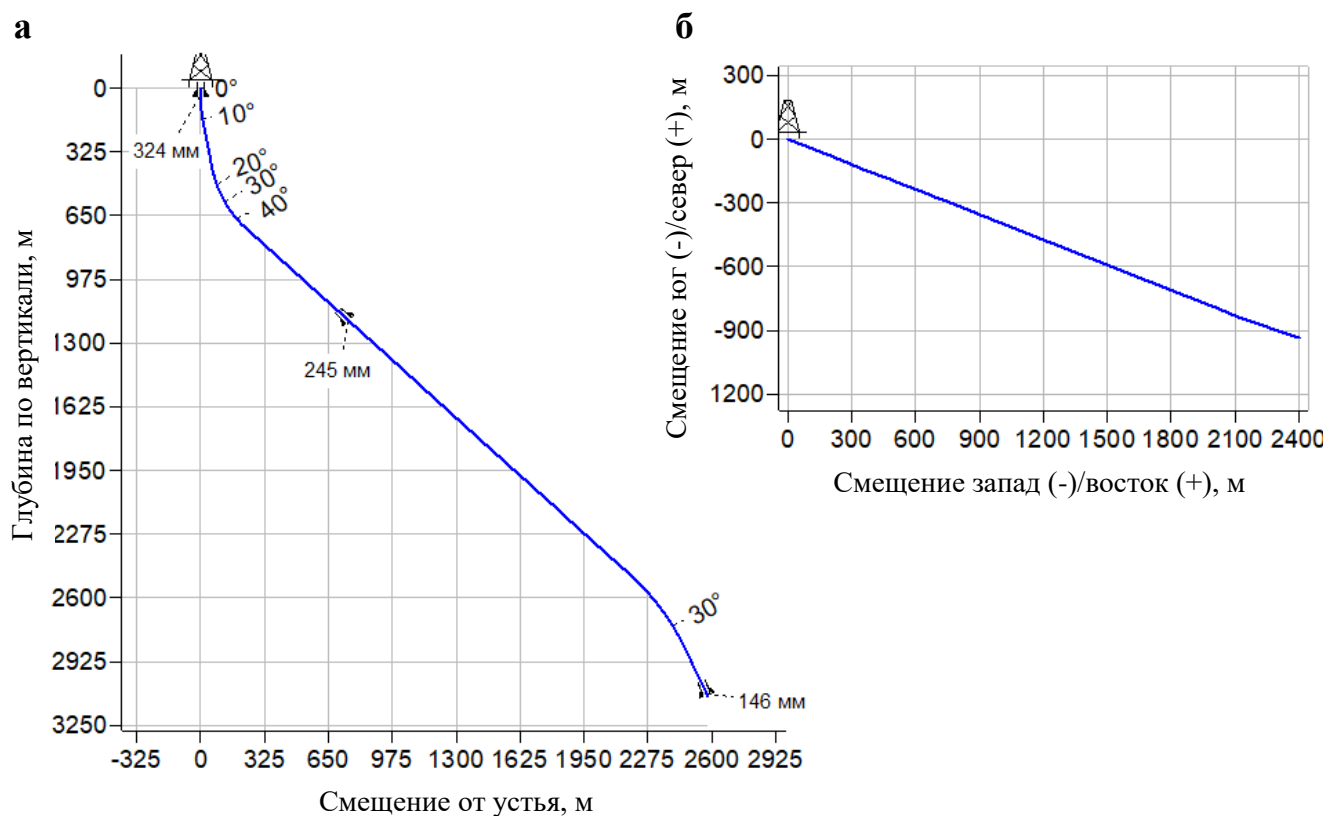


Рисунок 1.5 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № М1

При кустовом способе бурения на разбуренных месторождениях выполняется построение траектории скважин, как правило, пространственного типа с азимутальным изменением угла минимум в двух интервалах бурения: секций под кондуктор и эксплуатационную колонну, что можно отнести к скважинам сложной пространственной конфигурации, это обусловлено большим количеством фактически пробуренных скважин, которые необходимо учитывать при планировании (Рисунок 1.6).

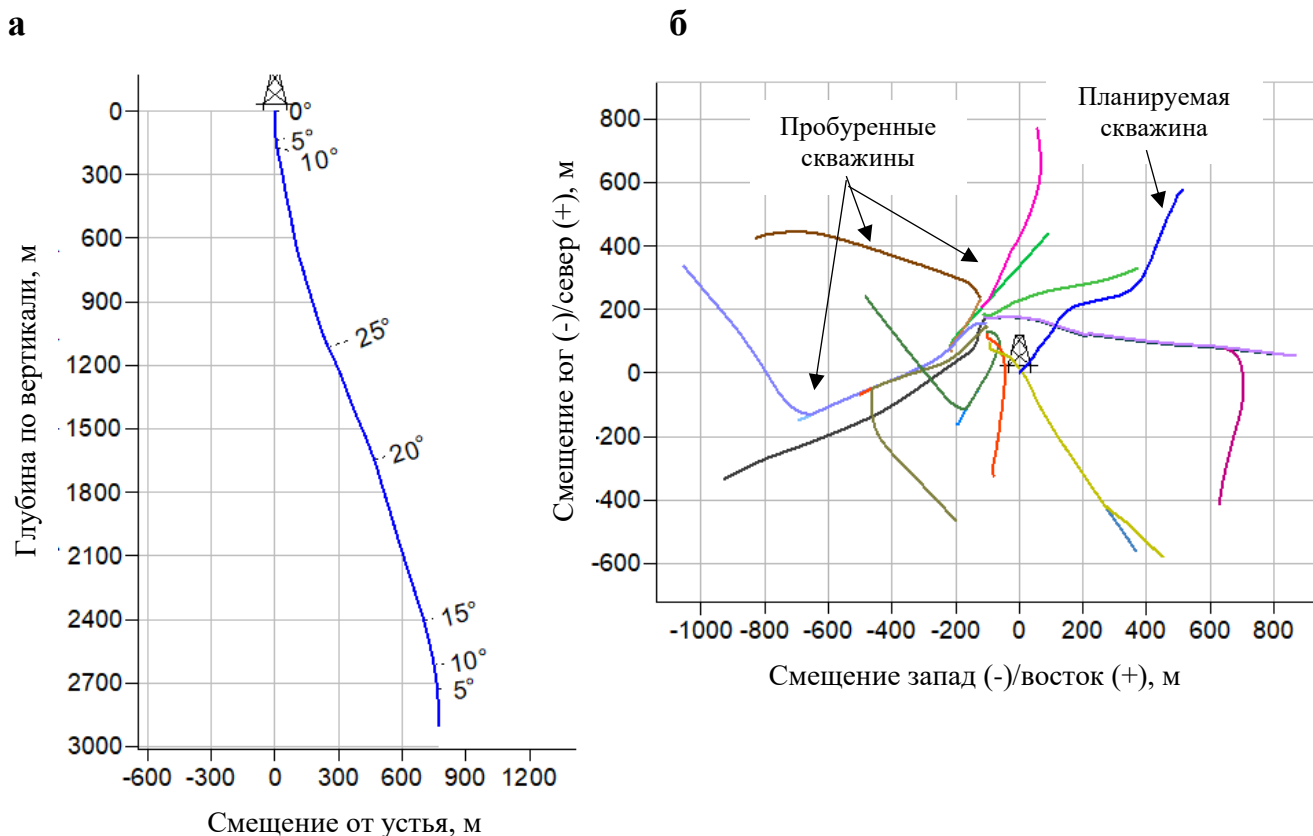


Рисунок 1.6 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция планируемой скважины в окружении фактического фонда

Обеспечение безопасного спуска обсадных колонн, соответствующих запланированным интервалам бурения, является ключевым критерием успешности построения траектории. В ходе анализа была исследована аварийность при спуске эксплуатационной колонны на окончательный забой.

В период с 2018 по 2022 годы при спуске колонн диаметрами 146 и 178 мм на 27 скважинах были зафиксированы аварии и осложнения. Общее время, затраченное на устранение этих осложнений, представлено в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Статистические данные об аварийности за период с 2018 по 2022 годы

Причина осложнений	Инциденты, шт.	Время на ликвидацию аварии, час	Количество скважин с подъемом колонны, шт.
Брак оборудования	7	935	6
Прихват	3	1044	2
Поглощение	1	60	-
Посадки	9	2317	4
Газонефтеводопроявление	7	1531	1
Общее время на ликвидацию осложнений, час		5887	

Анализ данных, представленных в таблице 1.3, показал, что траектория скважины может стать причиной различных проблем, таких как прихваты, поглощения и посадки. Эти осложнения подробно описаны в различных исследованиях [14-16]. Следует отметить, что время, затраченное на ликвидацию аварий, не включает в себя затраты на ремонт оборудования и устранение газонефтепроявлений. В результате общая продолжительность аварийных работ составила 3421 час.

Анализ фактических траекторий скважин, при которых осуществлялся подъём эксплуатационной колонны вследствие осложнений, связанных с прихватами и непрохождениями, показал отсутствие отклонений пространственной интенсивности искривления от проектных значений. Фактические значения пространственной интенсивности искривления не превышают  $2^{\circ}/10$  м.

Тенденция строительства скважин последних лет направлена на получение геологической информации путём бурения ННС с пилотным (разведочным) стволом. Такой подход оказывается более выгодным с экономической точки зрения: затраты на строительство снижаются, а время на подготовку к бурению сокращается по сравнению с созданием одиночных разведочных скважин [17-18].

Бурение пилотного ствола является стандартной практикой при строительстве ГС, РГС. В некоторых случаях может быть предусмотрено бурение ННС с пилотным стволом. На Рисунке 1.7 наглядно представлена доля проходки по пилотным стволам в сравнении с общим объёмом проходки по ГС, РГС и ННС в период с 2018 по 2022 годы.

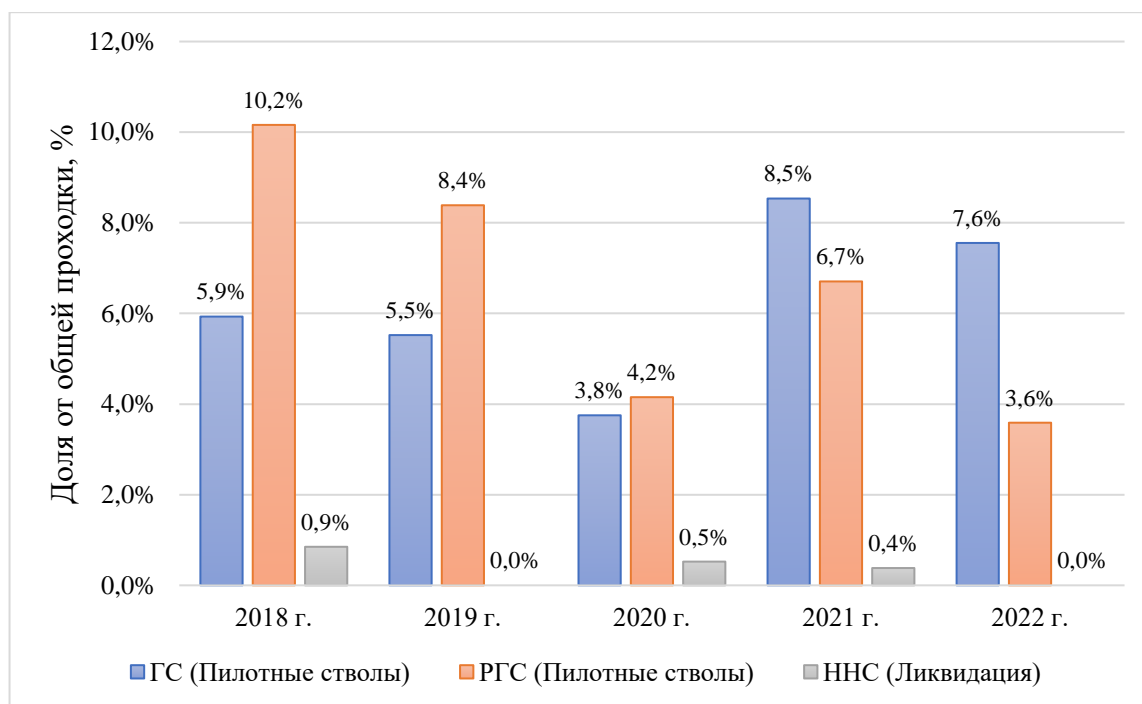


Рисунок 1.7 – Объём бурения пилотных стволов

Отдельная статистика по бурению пилотных стволов в ННС не приводится. Наличие этапа бурения пилотного ствола косвенно подтверждается фактами ликвидации части ствола по геологическим причинам, а также программой на бурение скважин.

Пример одной из таких ННС с пилотным стволом можно увидеть на месторождении W. Строительство скважин на данном месторождении имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при формировании их профиля. В частности, требуется установка оборудования для ОРД двух объектов, расположенных один над другим. На Рисунке 1.8 представлены фактические траектории скважин № С1 и № С2 на месторождении W, пробуренных в 2022 году.

Бурение скважины № С1 изначально планировалось с пилотным стволом (Рисунок 1.8, С1Е). Плановый профиль скважины включал вертикальный участок для системы ОРД. На глубине 1200 м, ниже кондуктора, была выполнена срезка и бурение второго ствола. По результатам геофизических исследований скважины (ГИС) часть ствола С1 была ликвидирована с установкой цементных мостов, скважина оставлена в консервации.

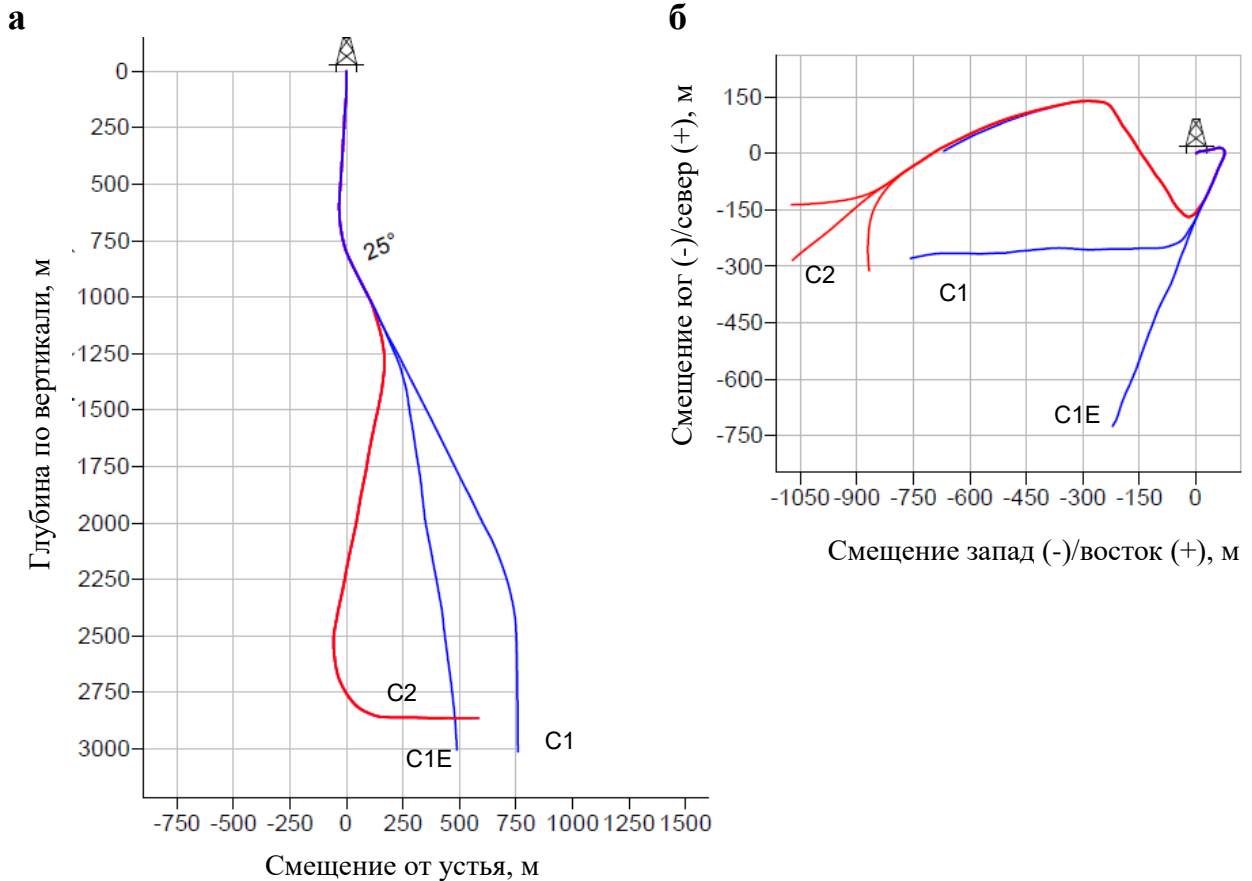


Рисунок 1.8 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважин № С1 и С2

Из ранее законсервированной скважины выполнено бурение новой РГС № С2 с глубины 1053 м, ниже башмака кондуктора. Бурение интервала под эксплуатационную колонну прошло без осложнений. При спуске обсадной колонны диаметром 178 мм в интервале 1041–1063 м отмечались посадки до полной разгрузки. С глубины 1077 м начался полный подъём и переподготовка ствола скважины роторной компоновкой, включающей специальное долото типа ВР-220,7 мм и калибратор диаметром 215,9 мм. При повторном спуске обсадной колонны на глубине 1060 м отмечались посадки до 13 т, дальнейший спуск и цементирование прошли без осложнений.

При планировании траекторий скважин с пилотным стволом необходимо формировать участок («полка») ниже глубины срезки путём увеличения зенитного угла с интенсивностью искривления до  $2^\circ/10$  м. Протяженность данного участка составляет около 20 м (по стволу). Технология забуривания пилотного ствола

осуществляется с искусственного забоя методом установки опорного цементного моста протяженностью 150 м, наработки уступа, подробно описанной в работе [19]. Данный подход позволяет обеспечить стабильное направление бурения и минимизировать риски отклонений от проектного профиля, что критически важно для успешного освоения сложных геологических объектов.

Опыт бурения скважины № С2 показал, что при незапланированной срезке на второй пилотный ствол необходима дополнительная проработка интервала «срезки» роторной компоновкой, для последующего спуска обсадной колонны.

В период с 2013 по 2015 годы на территории деятельности дочернего общества были пробурены четыре МСС, это скважина, имеющая один или несколько БС, которые могут вскрывать различные объекты в сетке разбуривания месторождения.

Три из них являются ННС, а одна – ГС. Бурение проводилось при сервисном сопровождении по технологии «готового окна» в алюминиевой оболочке. Узел стыка выполнен по категории сложности TAML-4 [20-29].

МСС № 4548Г куста № К1 месторождения К была пробурена в январе 2013 года и имеет горизонтальное окончание. Скважина вскрыла два продуктивных объекта: ЮС<sub>1</sub> и БС<sub>16</sub>. Анализ баланса календарного времени строительства скважины показывает, что процесс сопровождался значительным количеством непроизводительного времени, связанного с авариями и осложнениями при бурении транспортного и бокового стволов.

В процессе спуска эксплуатационной колонны диаметром 178 мм, оснащённой фрезерованным окном, были зафиксированы посадки и затяжки, вызванные работами по ориентированию фрезерованного окна. На глубине 2920 м произошла жёсткая посадка, сопровождавшаяся потерей циркуляции. После восстановления циркуляции спуск колонны был продолжен до проектной глубины 3089 м. Окончательное ориентирование колонны было выполнено в течение 6 часов. При цементировании эксплуатационной колонны произошла потеря циркуляции и рост давления. После цементирования голова цементного стакана была определена на

глубине 1638 м. Было принято решение о ликвидации и вырезке части эксплуатационной колонны с глубины 1100 м.

Во время спуска хвостовика БС скважины диаметром 114 мм на глубине 3491–3494 м произошла полная разгрузка инструмента. Работы по установке нефтяных ванн и попытки расхаживания колонны не привели к результату. Было произведено разъединение стыковочного патрубка хвостовика, подъем инструмента, торпедирование и установка цементного моста.

Повторный спуск хвостовика диаметром 114 мм в БС осуществлялся в два этапа с последующим манжетным цементированием. Первая секция состояла из разъединительного устройства, заколонного пакера и фильтров, устанавливаемых в интервале продуктивного пласта. Вторая секция включала соединительную муфту, муфту ступенчатого цементирования, обсадные трубы, группу подгонных патрубков и стыковочный патрубок для спуска хвостовика.

На скважине были проведены следующие работы:

1) Перебуривание транспортного ствола, связанное с некачественным цементированием вследствие плохой подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны.

2) Перебуривание БС из-за недоспуска хвостовика до проектной глубины, связанного с длительным бурением и некачественной подготовкой ствола к спуску обсадной колонны.

Фактическая траектория представлена на Рисунке 1.9.

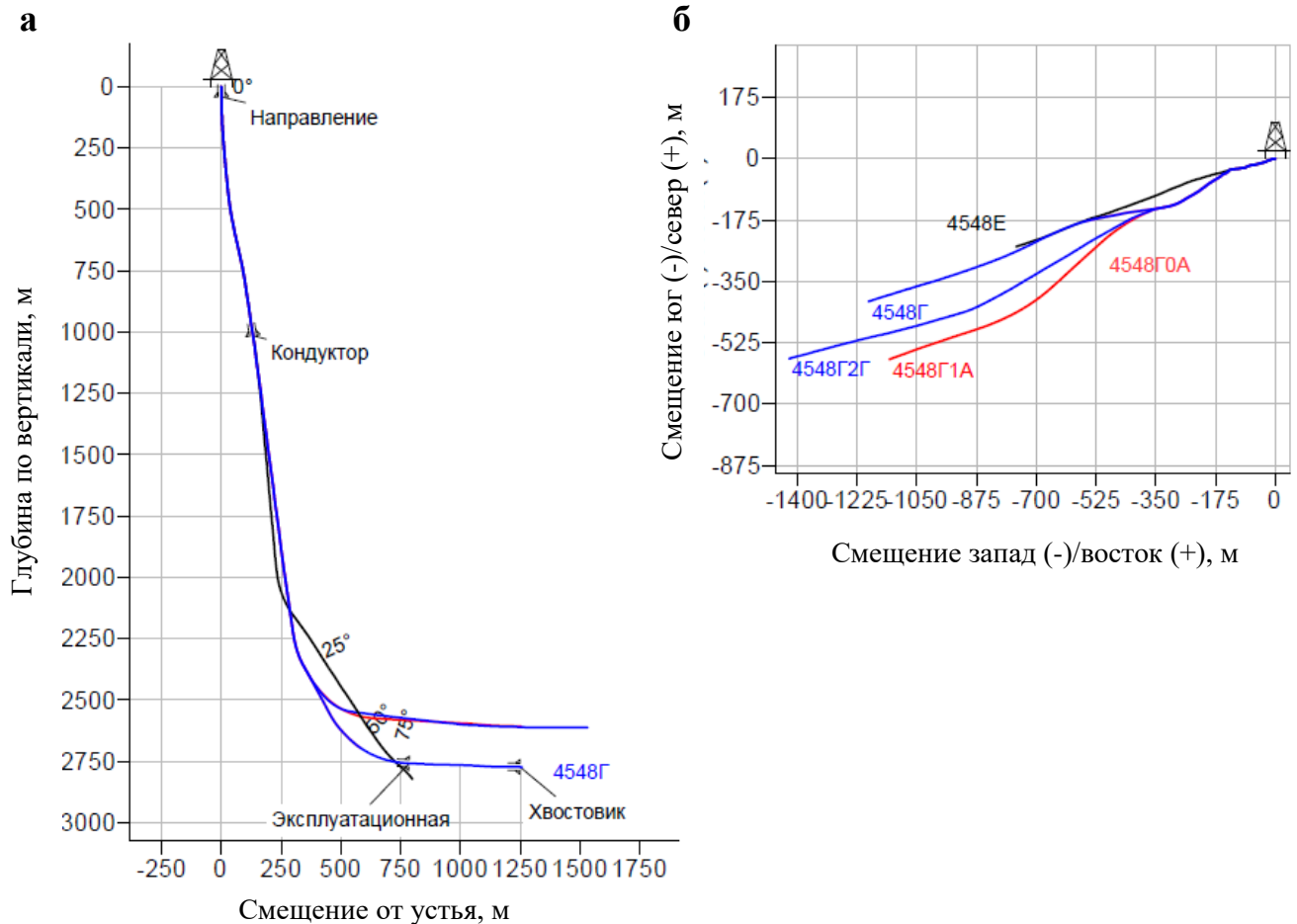


Рисунок 1.9 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № 4548Г

Следует отметить, что непосредственное строительство стыка уровня TAML-4 (вырезка «окна», установка клина-отклонителя, работа стыковочного узла, цементирование бокового ствола, обустройство стыка и извлечение клина-отклонителя, установка ремонтного клина для повторного входа) прошло в штатном режиме. Строительство и заканчивание БС с учётом изменённых проектных решений также проходило без осложнений в штатном режиме [24].

В 2023 году были проведены испытания технологии строительства МСС с уровнем стыка TAML-3 отечественного производства. В целях минимизации рисков была выбрана одна водозаборная скважина № 9 с эксплуатационной колонной диаметром 245 мм. Бурение и крепление прошли без осложнений, фактическая конструкция скважины с элементами заканчивания представлена на Рисунке 1.10.

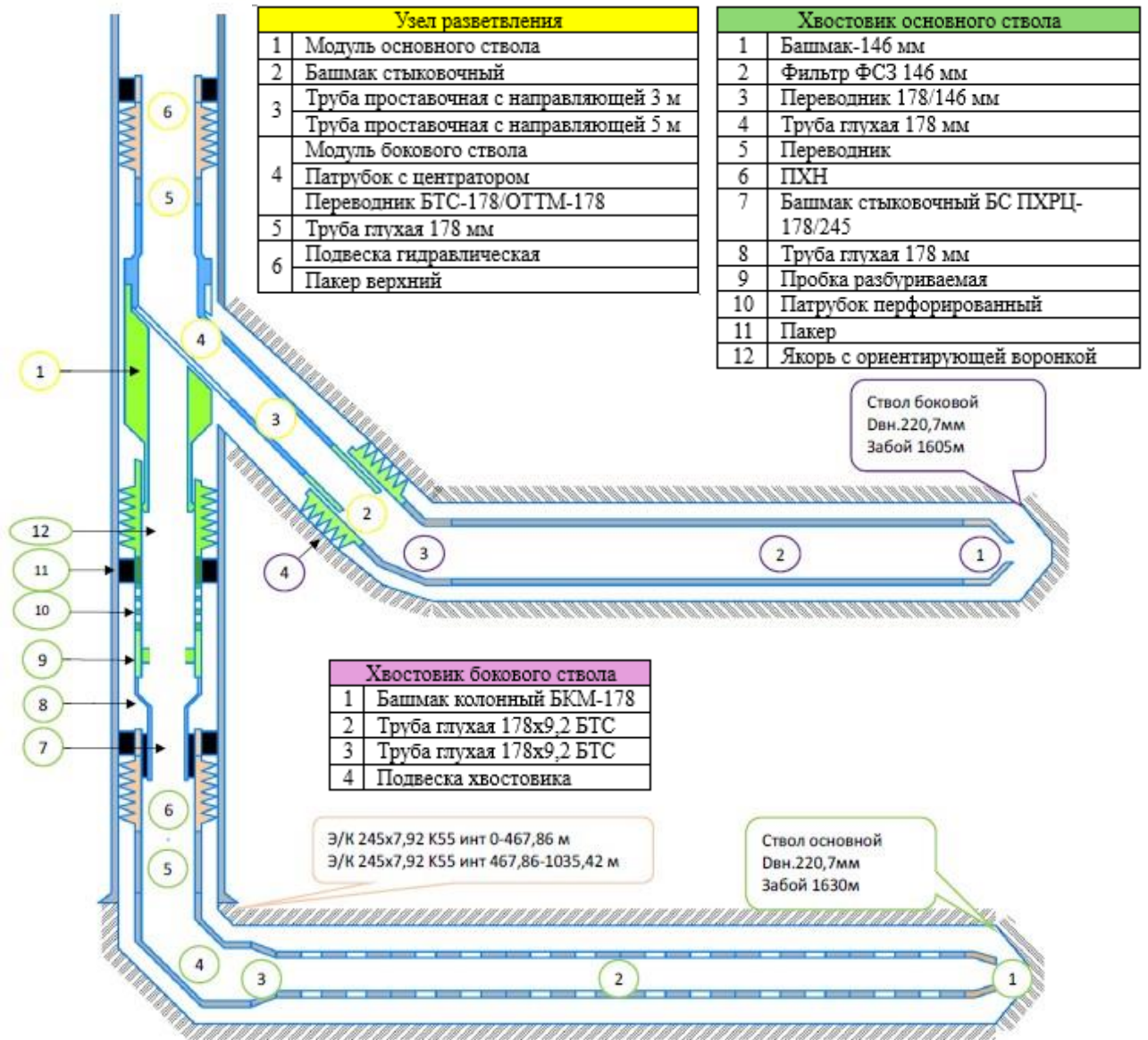


Рисунок 1.10 – Конструкция МСС с TAML-3

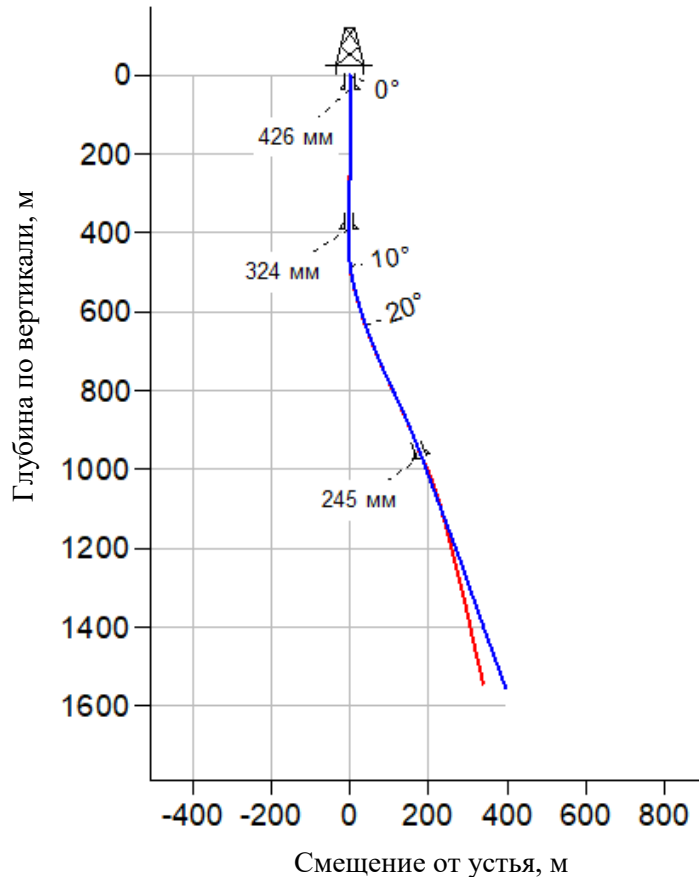
Подробная информация о конструкции скважины представлена в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Фактическая конструкция скважины

Название обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны, м (по вертикали)	Глубина спуска обсадной колонны, м (по стволу)
Направление	426	40	45
Кондуктор	324	400	401
Эксплуатационная	245	991	1035
Хвостовик	178х146	981-1554	1020-1623
Хвостовик (боковой ствол)	178	953-1554	992-1600

Траектория многоствольной наклонно-направленной скважины (МННС) спланирована таким образом, чтобы охватить первоначальные цели двух ранее запланированных водозаборных скважин на данной кустовой площадке, одновременно учитывая требования оборудования для многоствольного заканчивания. Фактическая траектория представлена на Рисунке 1.11.

а



б

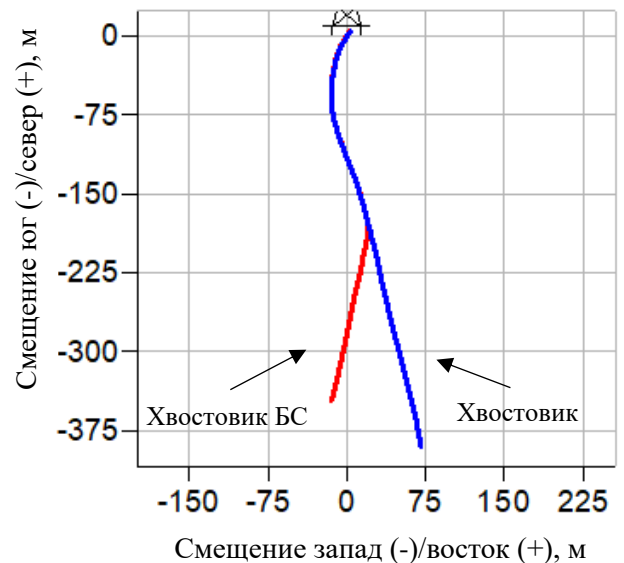


Рисунок 1.11 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № 9

### 1.3 Сравнительный анализ технологической эффективности бурения боковых стволов из существующих наклонно-направленных скважин

В Западной Сибири ежегодно увеличивается количество бездействующих и малодебитных скважин. В связи с этим капитальный ремонт скважин является одним из ключевых направлений деятельности Общества, включающим забуривание

БС в обсаженных скважинах, в том числе с горизонтальным (БГС) и разветвленно-горизонтальным (БРГС) окончаниями, в следующих случаях [30-32]:

– ликвидация аварий, инцидентов и осложнений, таких как смятие эксплуатационной колонны, заклинивание инструмента, незапланированное цементирование колонны бурильных или лифтовых труб и других, которые могут возникнуть в процессе бурения, эксплуатации скважины или при проведении ремонтных работ;

– восстановление бездействующего фонда скважин, в том числе ранее ликвидированных по техническим или иным причинам (при условии достаточной сохранности крепи скважины и экономической целесообразности), с целью вскрытия новым стволом участков с невыработанными запасами углеводородного сырья;

– скважины, которые были выведены из эксплуатации или выполнили своё проектное назначение на одном из объектов разработки, могут быть использованы на другом объекте разработки в качестве возвратного фонда [7].

Выбор перспективных участков и зон залежей для бурения БС осуществляется на основе постоянно действующих геолого-гидродинамических моделей разрабатываемых месторождений. Эти модели позволяют прогнозировать объём бурения БС и оценивать их эффективность путём моделирования процесса выработки запасов. Для этого используются карты текущей нефтенасыщенности и удельных запасов нефти на разные периоды разработки залежи [32].

На Рисунке 1.12 показана статистика бурения БС на месторождениях дочернего общества в период с 2018 по 2022 годы.

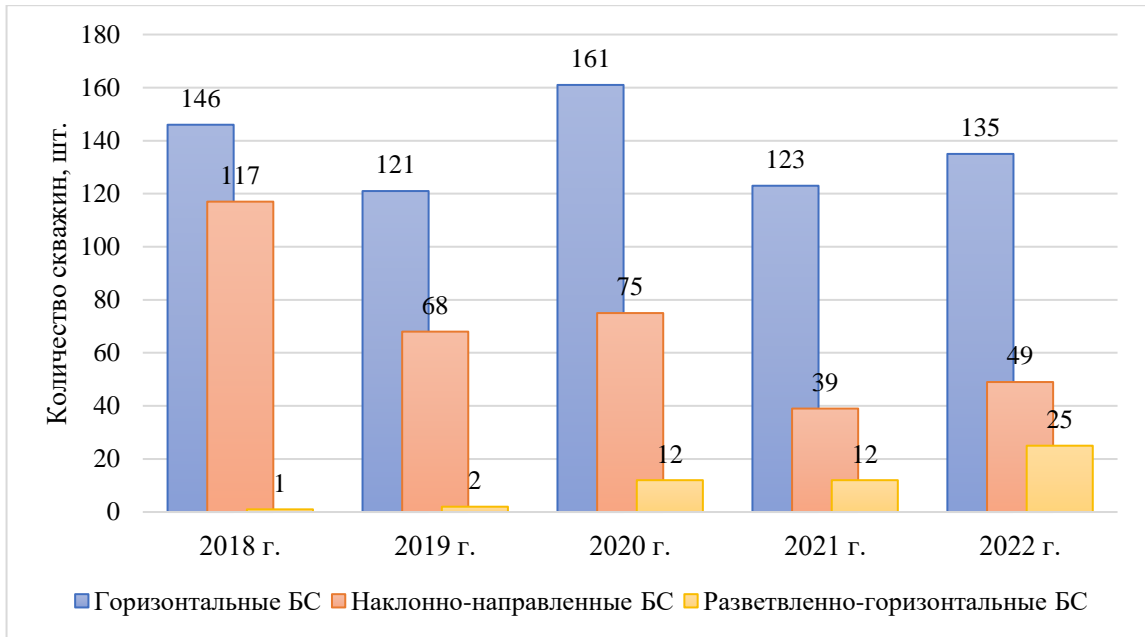


Рисунок 1.12 – Статистика бурения БС на месторождениях дочернего общества

В период с 2019 по 2022 годы наблюдается тенденция к увеличению количества БГС по сравнению с БС, начиная с 2019 года растёт и количество БРГС.

В связи с увеличением количества БРГС, пробуренных в период с 2021 по 2022 годы, был проведён анализ конструкций ранее пробуренных скважин. Распределение количества скважин по диаметрам эксплуатационных колонн представлено на Рисунке 1.13.

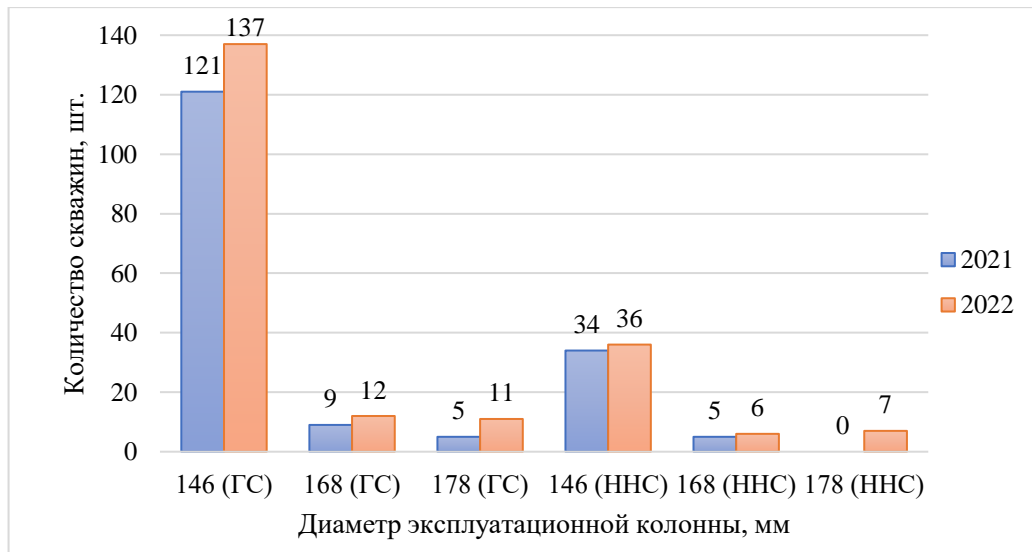


Рисунок 1.13 – Типоразмер эксплуатационных колонн

Преобладающее бурение БС из существующих скважин с диаметром обсадной колонны 146 мм составляет 86 %. Это свидетельствует о том, что эксплуатационный фонд ННС активно используется для разработки дополнительных зон месторождения путем бурения БС, в том числе с горизонтальным и разветвленно-горизонтальным окончанием. Однако, по мере разработки месторождения, процент скважин, в которых проведён капитальный ремонт с использованием эксплуатационных колонн диаметром 168 мм и 178 мм, увеличивается и в 2022 году составил 18%.

Проведённый анализ бурения БС из существующих скважин с диаметром эксплуатационной колонны 168 и 178 мм показал, что есть резерв для повышения технико-экономических показателей строительства БС путем оптимального подбора пары долото и винтовой-забойный двигатель (ВЗД). Это, в свою очередь, позволит увеличить механическую скорость бурения, снизить затраты на бурение и повысить общую эффективность освоения месторождения [33].

Строительство скважин на возвратные эксплуатационные объекты осуществляется после нерентабельности эксплуатации основного объекта разработки или в случае, когда система разработки спроектирована с возможностью введения низких запасов продуктивных пластов (краевых зон) по истечении определённого периода. Разработка этих объектов может осуществляться двумя способами: вторичное вскрытие верхних объектов в эксплуатационной колонне; строительство БС как на верхние, так и на нижние объекты.

Вовлечение в разработку возвратных объектов выполняется методом забуривания БС, вторичного вскрытия в эксплуатационной колонне или применением компоновок для ОРД в период эксплуатации месторождения на различных стадиях в рамках комплекса ГТМ, проводимого на скважинах для оптимизации разработки месторождения и поддержания проектных уровней добычи углеводородного сырья.

На Рисунке 1.14 представлен объём ГТМ, проведённых на старом фонде сложнопостроенных месторождений V и P Ханты-Мансийского автономного округа в период с 2012 по 2022 годы.

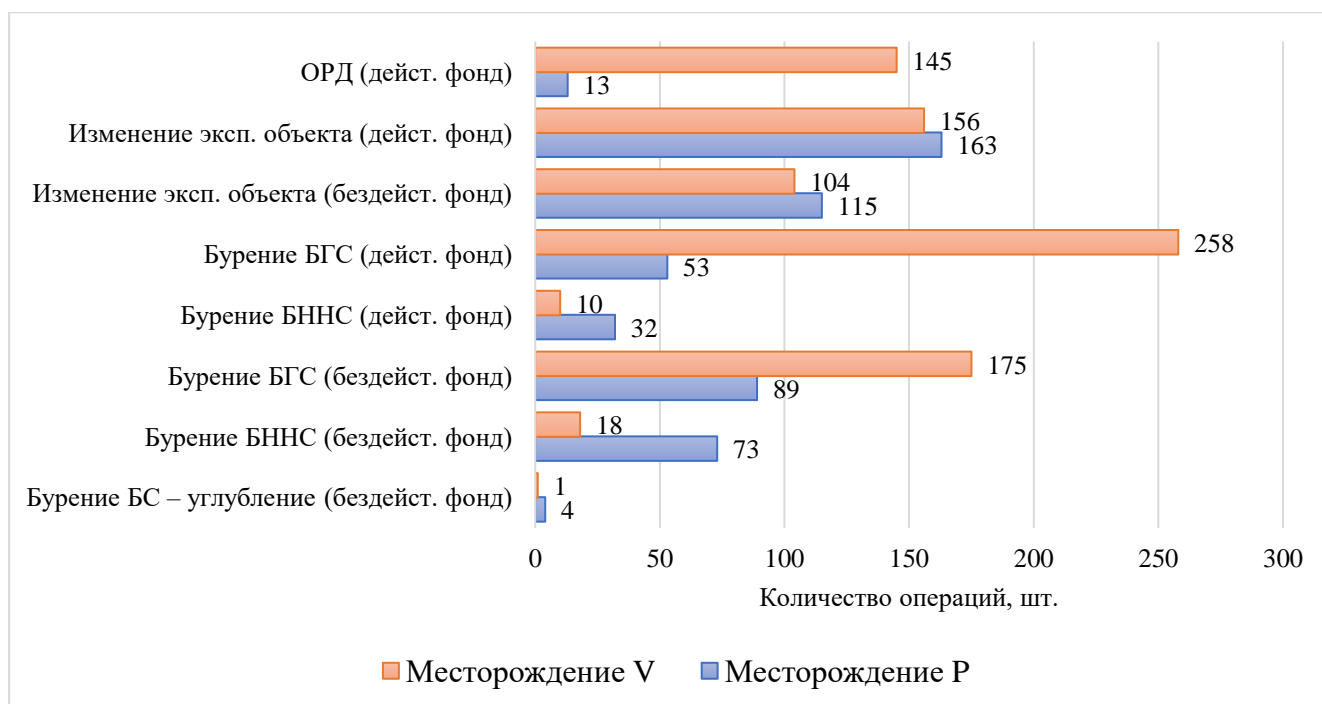


Рисунок 1.14 – Объем проведенных ГТМ

Проведенный анализ ГТМ на сложнопостроенных месторождениях показывает, что одной из наиболее распространенных операций является ввод в эксплуатацию верхних объектов методом вторичного вскрытия в эксплуатационной колонне ранее пробуренной скважины (269 операций). Также широко применяется забуривание БС на верхние или нижние объекты (354 операции).

Анализ аварийности при спуске хвостовиков на окончательный забой показал, что в период с 2018 по 2022 годы на 37 скважинах были зафиксированы аварии и осложнения. Осложнения возникали при спуске хвостовиков диаметром 102 и 114 мм. Общее время, затраченное на устранение этих осложнений, представлено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Фактические данные по аварийности

Причина осложнений	Инциденты, шт.	Время на ликвидацию аварии, час	Количество скважин с подъемом колонны, шт.
Брак оборудования	2	159	2
Прихват	23	10197	16
Посадки	10	3012	7
Поглощение	1	1778	1
Газонефтеводопроявление	1	326	1
Общее время на ликвидацию осложнений, час		15472	

Осложнения, связанные с прихватами и посадками, в большинстве случаев требуют переподготовки БС и повторного спуска хвостовика. В скважинах с горизонтальным окончанием недоспуск хвостовика на более чем 5 м вместе с проблемой некачественного манжетного цементирования существенно повышает риск обводнённости месторождений с несколькими пластами. Это также приводит к снижению глубины установки глубинно-насосного оборудования (ГНО). В результате общая продолжительность аварийных работ составляет 15146 часов (без учёта времени на ликвидацию газонефтеводопроявлений).

Анализ фактической траектории скважин, где был выполнен подъём хвостовика при посадках и непрохождении, показывает, что значения пространственной интенсивности искривления составляют от  $4^\circ$  до  $5^\circ$  на 10 м, тогда как плановые значения установлены в пределах  $2,5^\circ/10$  м.

#### **1.4 Обоснование многофункциональности скважин**

В трудах Аржанова А.Ф. [34] представлено теоретическое и прикладное обоснование изменения функционального назначения скважин на различных этапах разработки залежи, в котором предлагается уже на этапе проектирования учитывать вопросы обеспечения требуемой надежности многофункциональных скважин.

Многофункциональность скважин – это способность одной скважины выполнять несколько задач в процессе разработки месторождения за счёт технологических решений, конструкции ствола или адаптации к изменяющимся условиям. Это направление повышает эффективность эксплуатации, снижает затраты и продлевает жизненный цикл скважины.

Изменение назначения скважин на протяжении жизненного цикла является ключевым отличием от традиционных подходов. Функциональное назначение скважины может изменяться в зависимости от стадии разработки месторождения, например:

– на этапе разведки и оценки скважина используется для проведения ГИС, испытаний продуктивных пластов в открытом стволе и отбора керна. Основная задача – сбор максимально полного объёма данных, необходимых для построения точной геологической модели и уточнения ресурсной базы;

– на этапе активной добычи разведочные скважины могут быть перепрофилированы в добывающие или нагнетательные, либо использоваться для ОРД, и ОР-Зид различных пластов через один эксплуатационный ствол с применением различного оборудования [35].

– на поздней стадии разработки в скважине может быть проведен капитальный ремонт с забуриванием БС на вышележащий ЭО. В результате этого скважина может быть переведена на вышележащий ЭО или использоваться для ОРД различных продуктивных пластов.

Многофункциональная конструкция скважин, обеспечивающая доступ и управление добычи ЭО, закладывается на этапе проектирования и определяется его архитектурой:

– интеллектуальная скважина оснащается системами управляемых клапанов, датчиками давления и температуры. Это позволяет дистанционно управлять притоками из разных зон, не проводя дорогостоящих спуско-подъемных операций;

– сложная траектория, многозбойные, многоствольные и горизонтальные скважины с ответвлениями предназначены для одновременного доступа к нескольким изолированным линзам или пластам;

– специальная конструкция, использование двойного комплекта насосно-компрессорных труб или пакеров для изоляции зон, что позволяет через один ствол проводить операции в разных интервалах.

Технологии и режимы работы при эксплуатации, непосредственно функции, которые выполняет скважина благодаря своей конструкции и оснащению [36-37]:

– раздельная/селективная добыча, отбор нефти и газа из разных пластов с независимым регулированием дебитов для предотвращения преждевременного обводнения или газовых прорывов;

– совмещённые операции, где скважина является одновременно нагнетательной и добывающей (в одном цикле) для разработки высоковязких нефтей.

В настоящей работе рассматривается возможность использования МФС для выполнения задач геологоразведочного этапа и эксплуатации продуктивного пласта, в том числе для ОРД нескольких геологических объектов.

В период 2024–2025 гг. проводились исследования по оценке работоспособности оборудования отечественного производства, предназначенного для формирования стыка БС с сохранением дебита из основного ствола. В качестве объектов испытаний были выбраны две скважины (№ 4 и № 7), расположенные на различных месторождениях, имеющие эксплуатационную колонну диаметром 146 м.

При бурении и спуске хвостовика диаметром 102 мм на скважине № 4 осложнений не выявлено. Однако, в процессе расстыковки установочного инструмента от «хвостовика» при получении сигнала «СТОП» возникла аварийная ситуация, обусловленная невозможностью извлечения транспортировочного инструмента. При попытке отворота спускного инструмента перед цементированием зарегистрировано превышение расчётного крутящего момента до 8 кН·м, что указывает на вероятный проворот «хвостовика», схема оборудования представлена на Рисунке 1.15.

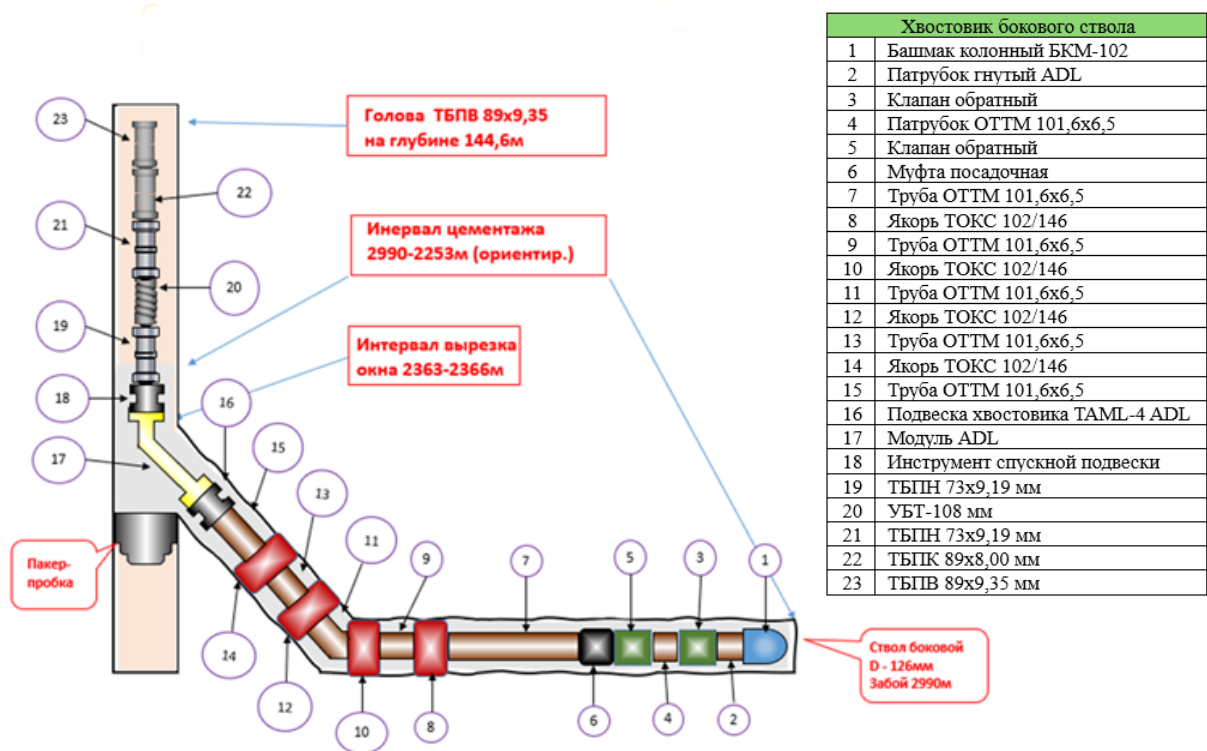


Рисунок 1.15 – Схема оборудования, оставленная в скважине № 4

Испытания оборудования на скважине № 7 прошли успешно. На основании результатов анализа возникших осложнений при работе на скважине № 4, была произведена модификация оборудования.

## 1.5 Выводы по главе 1

1. В результате анализа объёмов бурения эксплуатационных скважин на месторождениях дочернего общества было установлено, что ежегодно в среднем бурится более 300 ННС. В период с 2018 по 2022 годы время, затраченное на ликвидацию осложнений при спуске эксплуатационной колонны, составило 3421 час. Отмечается тенденция к увеличению строительства ННС с траекторией, ориентированная на две геологические цели.

2. Статистические данные свидетельствуют, что ежегодно в рамках реализации программ ГТМ проводится в среднем 211 операций по бурению БС (в т. ч. БГС и БРГС). Установлено, что свыше 86% данных работ реализуется из существующих ННС. При увеличении сложности профиля таких скважин (величина отхода от устья до места разветвления и пространственное положение интервала забуривания) риски осложнений при бурении БС повышаются. В период 2018–2022 гг. совокупные временные затраты на ликвидацию осложнений при спуске хвостовика достигли 15146 часов.

3. При планировании ННС, ГС, РГС, ННС с пилотным стволом, ННС с последующим бурением на возвратные объекты методом забуривания БС, необходимо учитывать возможные осложнения и аварии при капитальном ремонте, а также опыт эксплуатационного бурения.

4. Применение МФС на различных этапах разработки месторождений является перспективным методом повышения эффективности эксплуатации, снижения операционных затрат и продления жизненного цикла объектов. Интеграция данной технологии должна быть предусмотрена на стадиях проектирования и реализации стратегий освоения месторождений.

5. Необходимо провести исследование методов построения профиля МФС для одного или нескольких эксплуатационных объектов с одним БС. При этом вопросы влияния траектории основного ствола на характеристики БС в процессе планирования остаются недостаточно изученными.

## ГЛАВА 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К ОБОСНОВАНИЮ ТРАЕКТОРИЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН

### 2.1 Обоснование критериев оптимизации траекторий многофункциональных скважин

Планирование траекторий МФС, включая проектирование основного наклонно-направленного ствола с БС, для бурения на один или несколько эксплуатационных объектов с различными геологическими целями, осуществляется в следующих случаях:

1. При строительстве МСС (с одним БС) для нескольких объектов разработки и последующем спуске обсадной колонны как в основной, так и в боковой стволах.

2. При бурении с целью доразведки краевых зон, это может быть пилотный ствол как в поисково-разведочных, так и в эксплуатационных скважинах. В таких случаях пилотный ствол ликвидируется.

3. При разработке возвратных объектов проводится капитальный ремонт путём забуривания БС из ранее пробуренных скважин, а также бурение поисково-разведочных скважин с последующим бурением БС.

Многие исследователи, такие как Калинин А. Г., Никитин Б. А., Солодкий К. М., Повалихин А. С. и Оганов Г. С. установили, что при планировании ННС для бурения на нефтяных и газовых месторождениях как на суше, так и на море, ключевое значение имеет правильный и научно обоснованный выбор профиля. Этот выбор определяется прежде всего исходя из предполагаемого назначения скважин (поисковая, разведочная или эксплуатационная). Он также зависит от количества, пространственной конфигурации и относительного взаиморасположения траекторий ранее пробуренных скважин с заданного устья. Кроме того, выбор профиля определяется геометрическими параметрами (угол набора, стабилизация,

угол падения), рекомендованными геологическими целями (координаты входа скважины в продуктивный пласт) и другими факторами [38–41].

Бурение эксплуатационных ННС на месторождениях дочернего общества в основном выполняется по трехинтервальному профилю, который включает начальный вертикальный участок, интервал набора зенитного угла в заданном азимутальном направлении, прямолинейный участок стабилизации зенитного угла. Бурение БС осуществляется по двухинтервальному профилю, который включает интервал набора зенитного угла в заданном азимутальном направлении, прямолинейный участок стабилизации зенитного угла. Схема пространственного положения скважины с БС представлена на Рисунке 2.1.

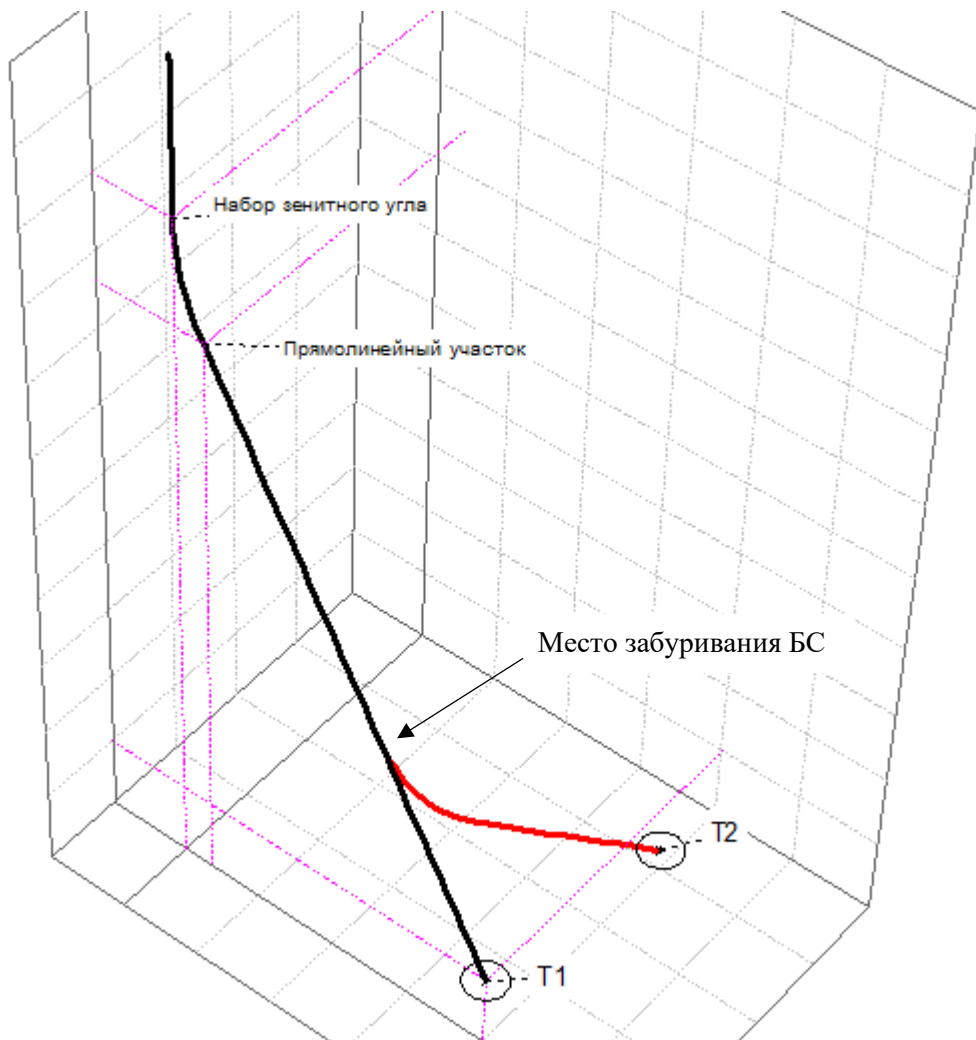


Рисунок 2.1 – Схема пространственного положения скважины с одним БС:

$T_1$  – геологическая цель № 1 основного ствола;  $T_2$  – геологическая цель № 2 бокового ствола

Планирование профиля скважины требует соблюдения ряда ограничений, установленных для каждого месторождения или региона, с учётом практического опыта строительства. Основными ограничениями, предъявляемыми к профилю ННС и ГС на месторождениях дочернего общества [42], являются:

- 1) в интервале набора кривизны допустимая пространственная интенсивность искривления не должна превышать  $2,0^{\circ}/10$  м;
- 2) установка внутрискважинного эксплуатационного оборудования в добывающих скважинах осуществляется на максимально возможной глубине в интервалах стабилизации кривизны. Предусматривается наличие участка длиной не менее 40 метров с зенитным углом, не превышающим  $60^{\circ}$ , при этом необходимо учитывать паспортные характеристики используемого оборудования. В интервале стабилизации профиля фактическая пространственная интенсивность искривления должна быть не более  $0,3^{\circ}/10$  м;
- 3) для ГС, на участке донабора зенитного угла до  $90^{\circ}$ , рекомендуется ограничивать интенсивность искривления до  $1,5^{\circ}/10$  м, допустимое значение – не более  $5^{\circ}/10$  м;
- 4) в горизонтальном участке (обсаживаемый обсадной колонной) рекомендуемая пространственная интенсивность искривления составляет не более  $1,0^{\circ}/10$  м, допустимая – не более  $2,0^{\circ}/10$  м;
- 5) для профиля БС рекомендуется снижение интервала набора кривизны и ограничение интенсивности набора по пространственному углу до  $3,0^{\circ}/10$  м.

Выбор глубины и направления для забуривания БС должен планироваться с учётом требований, описанных в работах [21–22, 42–43], а именно:

- 1) состояния основного ствола (обсаженный / открытый);
- 2) геологических особенностей разреза, в частности наличия неустойчивых при бурении пород;
- 3) исключение интервала в водонасыщенных пропластках и участков с муфтами обсадной колонны;
- 4) технологических особенностей метода забуривания и запланированной траектории БС;

5) траекторий существующего основного ствола скважины и соседних скважин;

б) технических характеристик оборудования, используемого для контроля траектории.

Выбор интервала забуривания БС осуществляется на основе анализа геологических, технических и технологических данных, полученных в процессе бурения предыдущей скважины. При необходимости проводятся дополнительные инклинометрические измерения и ГИС [22].

В настоящей работе точка забуривания (разветвления) БС определяется как нижняя граница интервала вырезки «окна», используемая при планировании траектории БС.

Алгоритм построения траекторий направленных скважин впервые был представлен в работах основоположников технологии направленного бурения: Акбулатова Т.О., Александрова М. М., Балицкого П. В., Барского И. Л., Бастрикова С. Н., Бронзова А. С., Васильева Ю. С., Ганджумяна А. Р., Гилязова Р. М., Григоряня А. М., Гулизаде М. П., Калинина А. Г., Кауфмана Я. Л., Кульчицкого В. В., Левицкого А. З., Левинсона Л. М., Михалкевича Ю. Л., Морозова Ю. Т., Никитина Б. А., Оганова С. А., Оганова Г. С., Повалихина А. С., Султанова Б. З., Сушона Л. Я., Солодкѳј К. М., Bourgoyne A.T., Robello S., Sawaryn S. J., Zhengchun L. и других [44–54].

Авторы статьи (E. Cayeux, В.Р. Tjostheim, R. Khosravianian и др.) [55] рассматривают новую парадигму автоматического определения траектории скважины с использованием междисциплинарных ограничений. Типичными ограничениями являются геологические, геомеханические, эксплуатационные, экономические, временные, технические, социальные и экологические. Планирование скважины на основе этих ограничений заключается в создании путей через непрерывное пространство, которые учитывают несколько показателей стоимости. Основное внимание уделяется не методу получения одного-единственного оптимального пути решения, а скорее тому, как определить структуру, которая позволяет генерировать совокупность траекторий скважин, находящихся в пределах границ, описываемых

ограничениями. Следовательно, математически это не проблема оптимизации, а скорее проблема генерации пути. Проблема формирования траектории скважины может быть формально выражена как задача с несколькими ограничениями в непрерывном пространстве. Планируемая траектория ствола скважины представляет собой кривую, которая начинается от начальной точки ствола и соответствует всем заданным ограничениям, определённым для этого ствола. Для каждого ствола скважины существует множество траекторий, которые удовлетворяют этим ограничениям.

Настоящая работа посвящена рассмотрению геометрических ограничений при планировании ННС с БС, положение точки забуривания которой определяется координатами целевых объектов бурения.

В настоящее время расчёт траектории скважин осуществляется с использованием программного обеспечения (ПО), основанного на структурированных данных или облачных технологиях. Одним из мировых приоритетных сквозных цифровых направлений развития является использование больших данных, искусственного интеллекта, беспроводной связи, а также технологий виртуальной и дополненной реальности [56].

Калинин А. Г. и Сазонов А. А. [57] предложили метод расчёта параметров проектного профиля БС, основанный на решении обратной задачи. Метод предполагает определение оптимального места забуривания, начиная с целевого местоположения в продуктивном пласте (определяемого как точка, интервал или круг допуска) и переходя к основному стволу.

В процессе проектирования определяются критические значения зенитного угла на кровле продуктивного пласта и оптимальный отход точки входа в пласт от вертикали, обеспечивающие интенсивность набора зенитного угла не более  $2^\circ/10$  м. Затем формируется профиль БС, гарантирующий попадание точки забуривания БС в заданный доверительный интервал, где расположена оптимальная точка зарезки. С использованием метода последовательных итераций осуществляется поиск оптимального интервала забуривания БС внутри этого доверительного интервала; верхний и нижний пределы найденного интервала затем проверяются на

соответствие положению муфт обсадной колонны основного ствола, что является технологическим критерием [57].

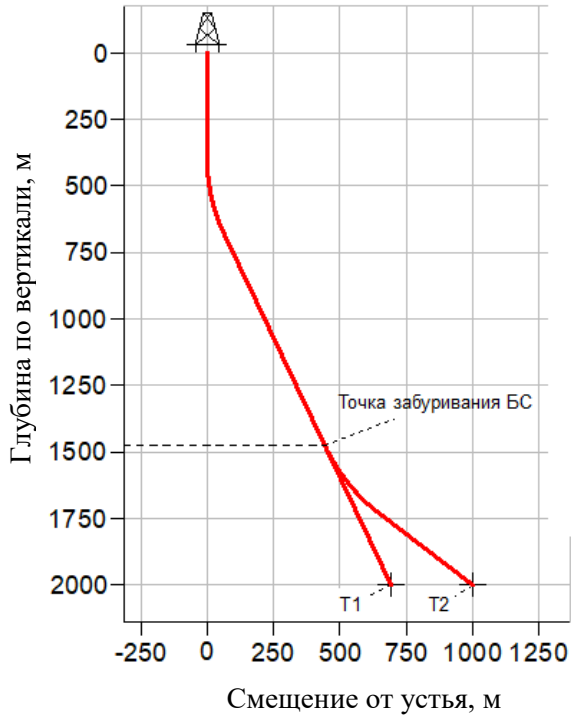
В работе Назарова А. П. [58] предложено выполнить расчёт профиля БС на основе следующих данных: фактической траектории основного ствола (определённой по результатам инклинометрии); координат забоя БС; типа используемого отклонителя; максимально достижимой интенсивности искривления, определяемой характеристиками отклонителя.

Расчёт начинается с определения корреляционных зависимостей параметров основного ствола (координат в прямоугольной системе координат, зенитного угла и азимута) от глубины. На втором этапе задаётся условная точка  $B$  – место предполагаемого забуривания БС. Для уточнения положения точки  $B$ , ее смещают вниз по основному стволу в точку  $B'$ . С использованием полученных корреляционных зависимостей определяются параметры основного ствола для глубины, соответствующей точке  $B'$ , и расчёт повторяется [58].

В описанных методиках расчёт точки забуривания БС при планировании траектории скважины выполняется в вертикальной плоскости, определяя его положение вдоль основного ствола. Данный подход применим при бурении БС из существующей скважины. Тем не менее, представляется необходимым учитывать также горизонтальное расположение точки забуривания БС.

По традиционной технологии бурение на цель ( $T_1$ ) осуществляется в заданном азимутальном направлении с использованием плоского профиля, после чего производится забуривание БС на определенной глубине. Этот подход можно считать базовым вариантом траектории МФС (Рисунок 2.2).

а



б

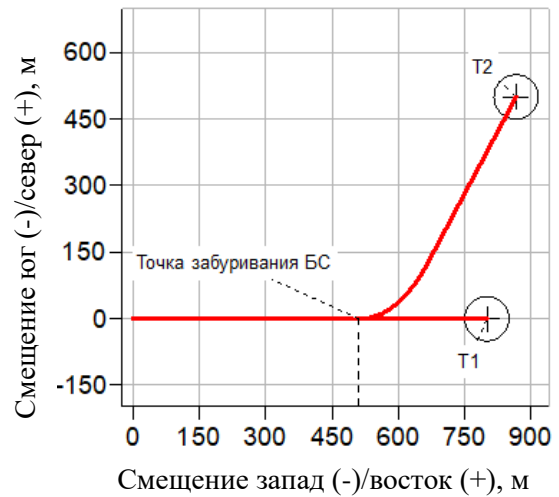


Рисунок 2.2 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) базового варианта МФС

Вместе с тем, в зависимости от расположения цели ( $T_2$ ), большая длина БС может привести к значительным осложнениям при бурении и спуске обсадной колонны. Поэтому целесообразно приблизить точку зарезки к цели ( $T_2$ ) путём изменения профиля основного ствола скважины. Концептуально данное предположение можно описать, отобразив все участки профиля на горизонтальной плоскости (Рисунок 2.3).

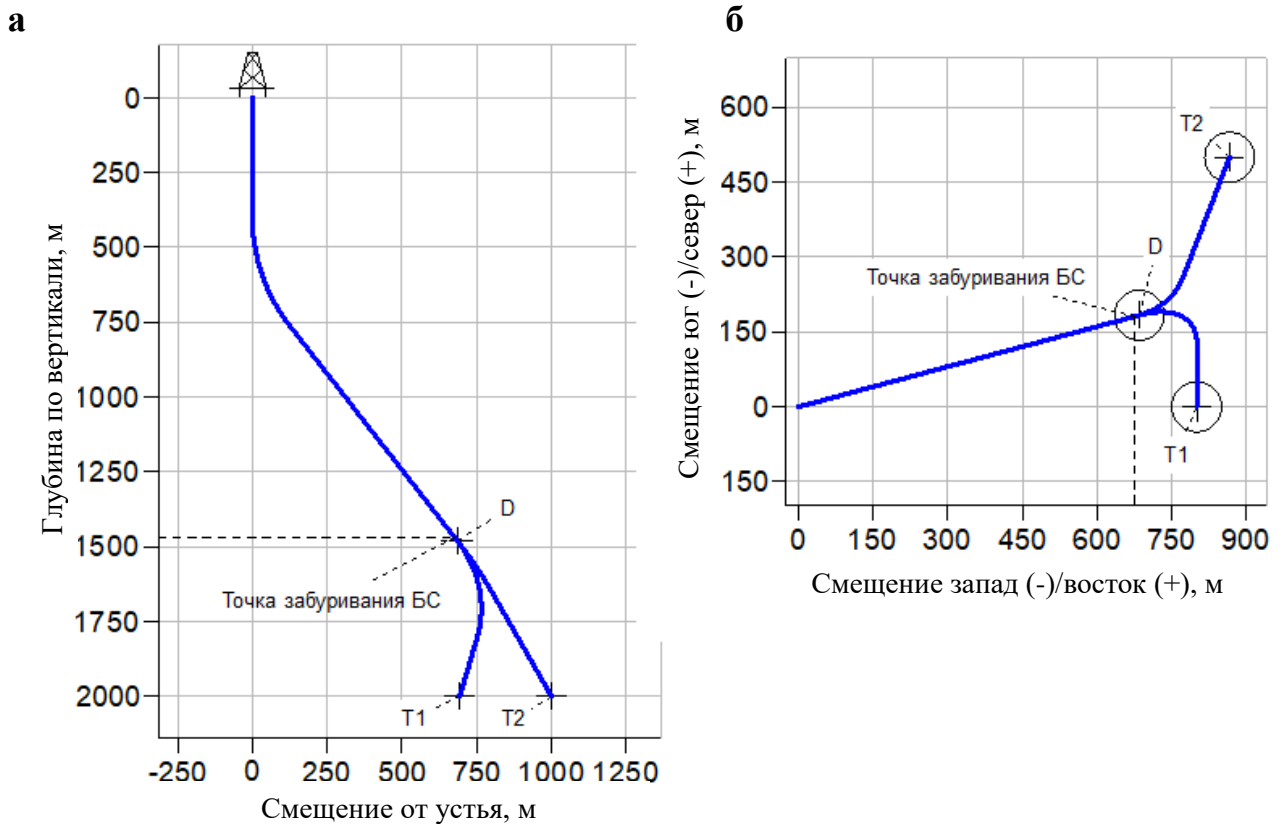


Рисунок 2.3 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция оптимизированного варианта МФС

Предложенный вариант траектории МФС предполагает смещение точки забуривания БС ( $D$ ) в сторону точки ( $T_2$ ) по горизонтальной оси профиля БС (Рисунок 2.3).

В процессе бурения и эксплуатации ННС с БС возникает ряд проблем, связанных непосредственно с профилем:

- повышение нагрузки на буровое оборудование при подъёме буровой колонны из скважины;
- доведение осевой нагрузки на долото при вскрытии продуктивного горизонта под большим зенитным углом;
- значительное превышение вращательного момента при роторном бурении.

По мнению исследователей Повалихина А.С., Калинина А.Г., Бастрикова С. Н. и Солодкого К.М. [51] указанные проблемы связаны с возникновением повышенных сил трения в результате существенных отклонений профиля ствола

ННС от естественной формы свободно подвешенной колонны труб со смещённым концом (цепная линия).

Существующие подходы предполагают построение энергосберегающего профиля скважины из участков в форме дуг окружностей и тангенциальных участков (например, J-образный профиль) или на основе трансцендентных кривых (цепная линия, брахистохроны, клотоиды, циклоиды, трактрисы). При этом существуют объективные сложности в практической реализации траекторий на основе трансцендентных кривых [38–41, 51, 59–69].

Другим аспектом оптимизации траектории скважины является выбор механических внутренних напряжений в качестве критерия для оценки устойчивости ствола скважины. Наилучшей ориентацией ствола скважины является та, которая минимизирует основную разницу напряжений по нормали к оси. Тщательный анализ механических свойств горных пород представляет собой наиболее эффективный метод выбора оптимальной траектории ствола скважины [70–71].

Внедрение алгоритмов искусственного интеллекта (например, роения частиц, быстрого случайного дерева и т. д.) при оптимизации профиля скважин показывает, что траектории скважин, сгенерированные искусственным интеллектом, были на 2–5 % короче, чем траектории скважин, запланированные вручную. Использование искусственного интеллекта позволяет спроектировать тысячи возможных траекторий движения скважин всего за несколько часов, придерживаясь правил проектирования скважин и ограничений по предотвращению столкновений [72–77].

Траектория скважины считается оптимальной, если позволяет достичь целевой точки с минимальными материальными и временными затратами, обеспечивая при этом соблюдение необходимого минимального расстояния до существующих соседних скважин и используя доступные технические решения. Выполнение указанных требований является ключевым фактором оптимизации профиля скважины. В связи с этим, приоритетным критерием оптимизации проектной траектории МФС выступает снижение стоимости строительства за счёт сокращения общей длины основного и бокового стволов не менее чем на 1,5 %.

## 2.2 Особенности формирования траектории наклонно-направленных скважин с боковым стволом

По традиционной технологии алгоритм расчёта траектории МНСС начинается с построения основного ствола, после чего выполняется расчёт профиля БС с учётом требований, изложенных выше. На Рисунке 2.4 представлен базовый вариант траектории МННС.

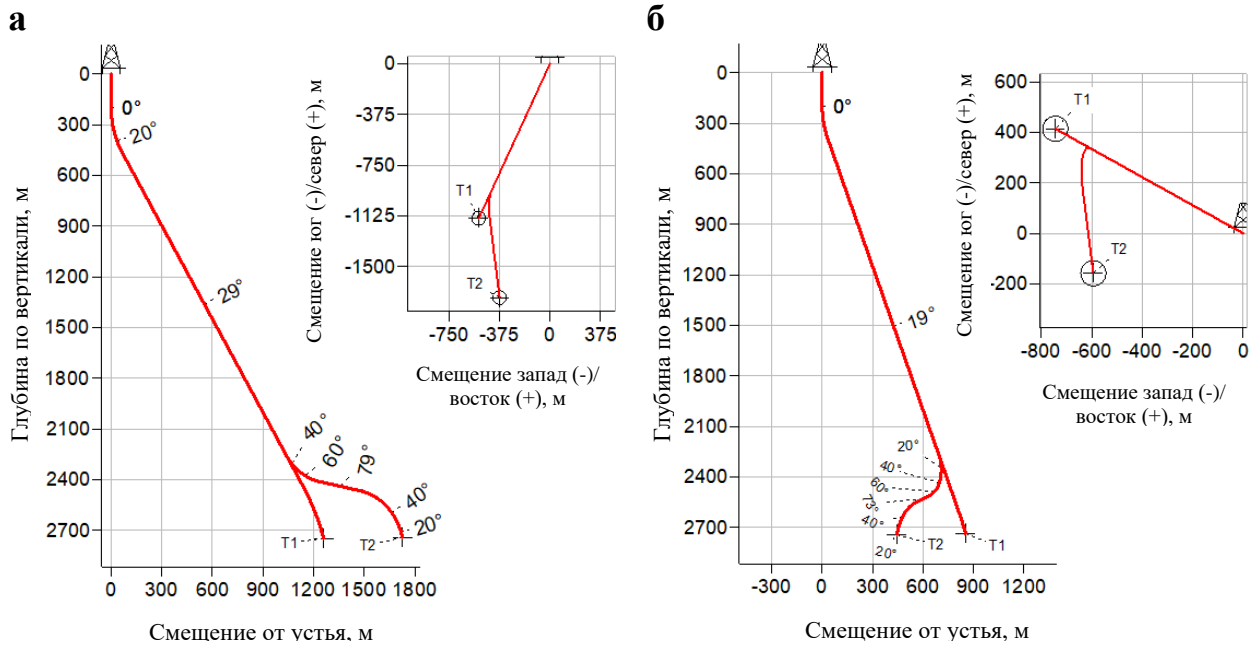


Рисунок 2.4 – Траектория МННС № 2081 (а) и 2101 (б)

Исходными данными для расчёта профиля МННС являются следующие параметры: скважина № 2081 – координаты целей  $T_1$  (1259,4; 204,7),  $T_2$  (1769,3; 192,2); кровля пласта – 2747 м (по вертикали); глубина зарезки бокового ствола – 2250 м (по вертикали); скважина № 2101 – координаты целей  $T_1$  (852,3; 299,1),  $T_2$  (614,6; 255,1); кровля пласта – 2736 м (по вертикали); глубина зарезки БС – 2250 м (по вертикали).

Результаты расчёта траекторий МННС представлены ниже:

1. Скважина № 2081: профиль БС характеризуется максимальным зенитным углом  $79^\circ$  на участке стабилизации при интенсивности искривления  $2,0^\circ/10$  м и общей длиной 966 м. На участке стабилизацией длиной 287 м наблюдается повышенное значение зенитного угла.

2. Скважина № 2101: профиль БС характеризуется максимальным зенитным углом  $73^\circ$  на участке стабилизации при интенсивности искривления  $2,5^\circ/10$  м и общей длиной 767 м. На участке стабилизацией длиной 150 м наблюдается повышенное значение зенитного угла.

Снижение зенитного угла достигается путём внесения корректировок в профиль БС, например, изменением глубины точки забуривания или пересмотром положения целевых объектов бурения. Однако изменение глубины точки забуривания представляется затруднительным в условиях сложного геологического разреза, характеризующегося наличием множества продуктивных и водонасыщенных пластов, а также неустойчивых пород.

При разработке технологии бурения МННС для определения точки разветвления (забуривания) БС было предложено первоначальное решение, основанное на использовании радиуса вписанной окружности [78].

Результаты расчёта траекторий скважин, полученные с использованием специализированного программного обеспечения, представлены в Таблице 2.1. Таблица содержит ключевые параметры рассмотренных вариантов профилей, включая значения зенитного угла, интенсивность искривления и длину БС.

Таблица 2.1 – Результаты расчётов траекторий МННС

Скважина	Основной ствол				Боковой ствол			
	максимальный зенитный угол, °	интенсивность искривления, °/10м	глубина скважины, м (по стволу)	глубина вырезки окна, м (по стволу)	максимальный зенитный угол, °/длина интервала, м	интенсивность искривления, °/10м	длина интервала, м	глубина скважины, м (по стволу)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Базовый вариант								
2081	28,5	1,0	3054,2	2506,7	$\frac{79,3}{287,2}$	2,0	996,0	3502,7
2101	19,3	1,0	2879,2	2365,2	$\frac{73,1}{149,9}$	2,5	767,3	3132,5

Продолжение Таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Оптимизированный вариант								
2081	32,8	1,5	3135,5	2598,8	$\frac{62,2}{303,0}$	2,0	$\frac{783,4}{-131,3^*}$	3382,2
2101	38,9	1,5	2910,6	2336,7	$\frac{60,2}{39,2}$	2,3	$\frac{633,7}{-102,2^*}$	2970,4
Примечание – *сокращение общей длины скважины								

Решение задачи по определению точки забуривания БС и корректировка профиля скважин повлекли изменение траектории основного ствола в пределах допустимых отклонений. Это позволило оптимизировать параметры профиля БС, а именно снизить максимальный зенитный угол и интервал стабилизации. В результате общая длина проходки по скважинам сократилась на 131 м (сокращение на 3,4 %) для одной скважины и на 102 м (сокращение на 2,9 %) для другой.

Рисунки 2.5–2.6 иллюстрируют базовые и оптимизированные варианты профилей данных скважин, разработанные на основе решения задачи определения точки разветвления БС.

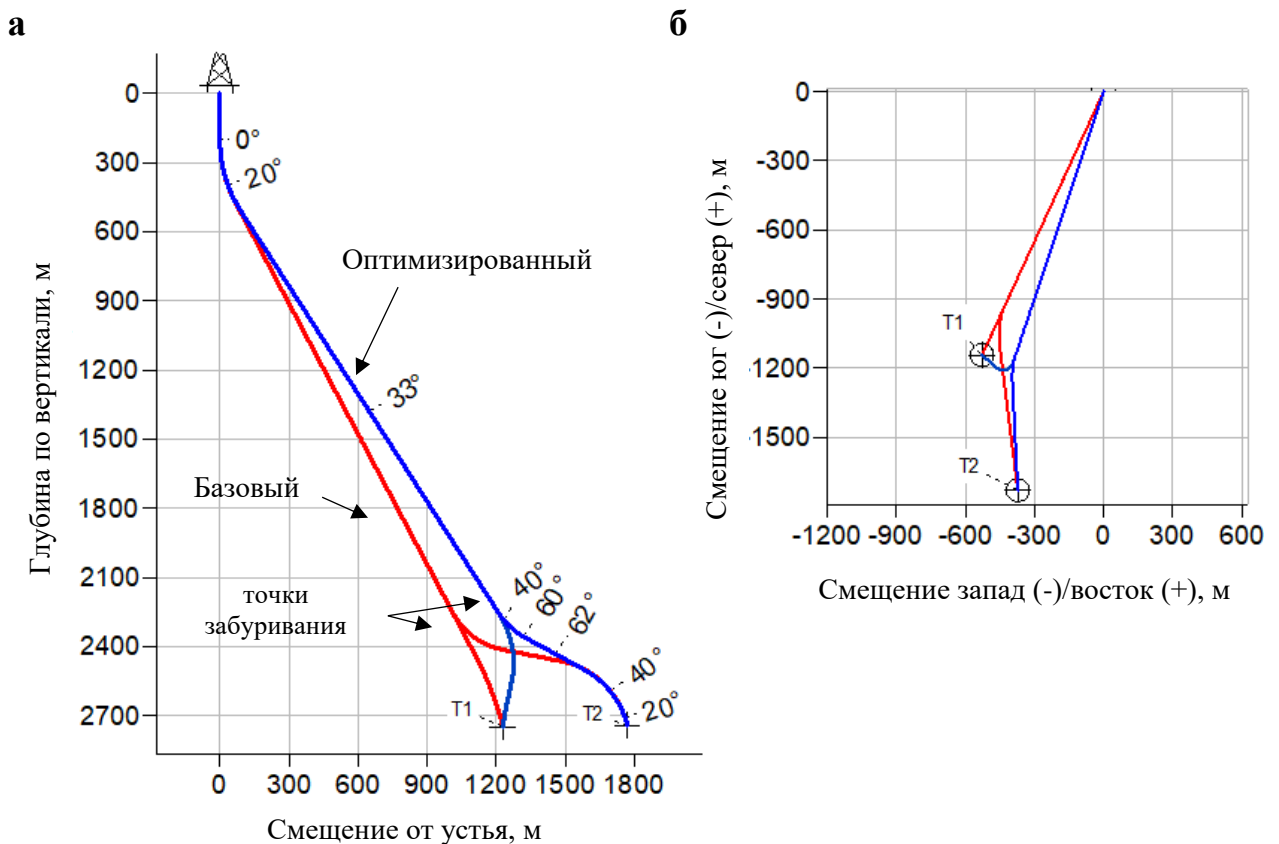
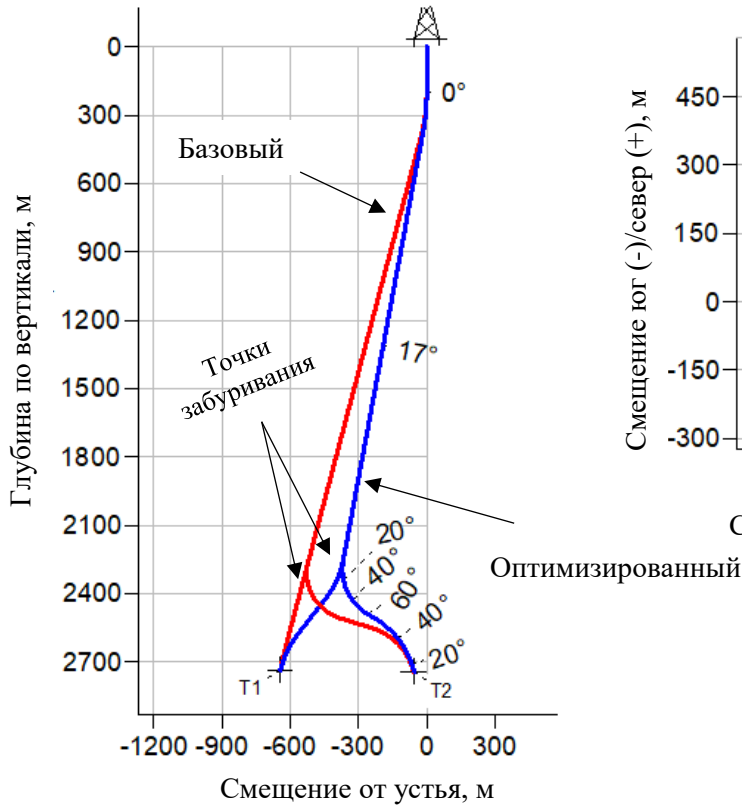


Рисунок 2.5 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № 2081

а



б

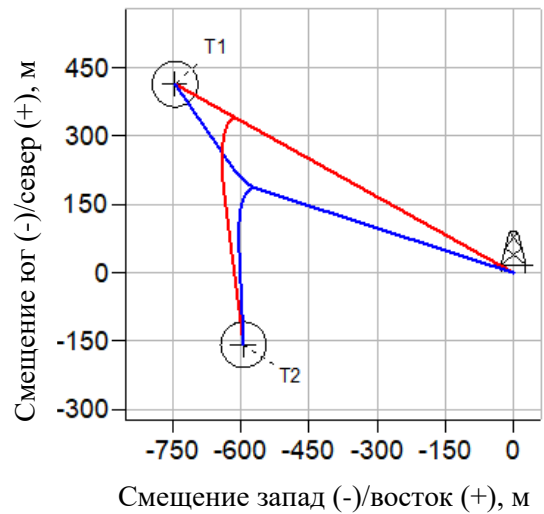


Рисунок 2.6 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № 2101

Ключевым преимуществом подхода к определению точки разветвления БС в горизонтальной плоскости, основанного на использовании радиуса вписанной окружности, является независимость от глубины точки  $D$ . Это позволяет выполнять расчёт профиля скважины на предварительных этапах, например, при отсутствии данных геофизических исследований рассматриваемого разреза.

В связи с этим предлагается рассмотреть альтернативный метод [42]. Для решения данной задачи удобно использовать полярные координаты, определяющие точку забуривания БС на заданной глубине. Расчётная схема данного метода представлена на Рисунке 2.7.

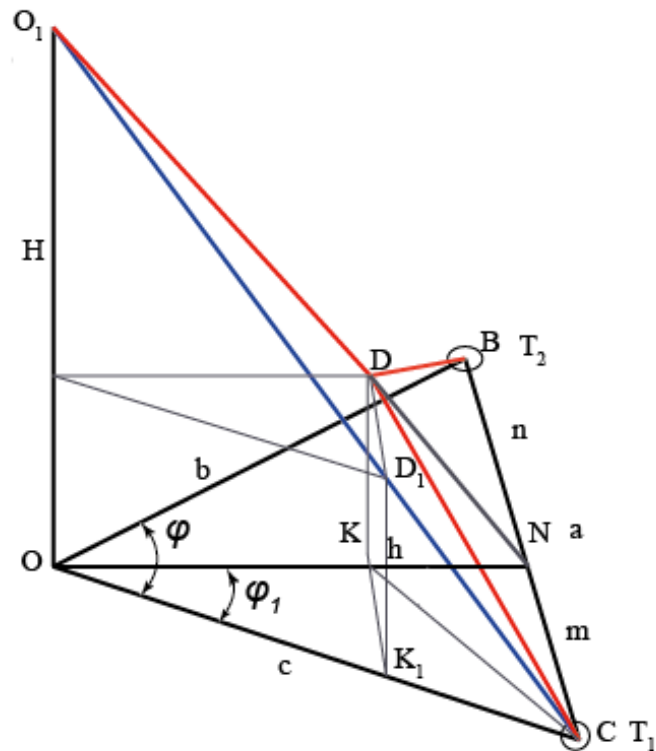


Рисунок 2.7 – Расчётная схема определения координат точки разветвления, учитывающая глубину забуривания БС

Традиционный профиль основного ствола располагается в вертикальной плоскости, проходящей через устье скважины  $O_1$  и точку  $C (T_1)$ . Реальную скважину с подобной конфигурацией можно аппроксимировать линией  $O_1C$ . Линии  $DK$  и  $D_1K_1$  обозначают расстояния от точки забуривания БС до кровли пласта; они находятся на одинаковой высоте, но имеют различные направления.

Линия  $ON$  определяется как биссектриса или медиана в зависимости от выбранного метода расчёта. В рамках предлагаемой технологии участок  $O_1DC$  представляет основной ствол, ориентированный на целевой объект  $T_1$ , а линия  $DB - BC$ , ориентированная на целевой объект  $T_2$ .

В первую очередь определяется длина отрезка  $BC$  с использованием теоремы косинусов. Далее, на основе формул 2.1–2.2 рассчитывается длина отрезка  $ON$ , представляющего собой либо биссектрису ( $ON_{bis}$ ) или медиану ( $ON_{med}$ ):

$$ON_{bis} = \frac{1}{b+c} \sqrt{b \cdot c [(b+c)^2 - a^2]} \quad (2.1)$$

$$ON_{med} = \frac{1}{2} \sqrt{2b^2 + 2c^2 - a^2} \quad (2.2)$$

Длину отрезка  $KN$  можно найти по формуле 2.3. После этого определяется смещение до точки  $D$  (отрезок  $OK$ ):

$$KN = ON \cdot h/H \quad (2.3)$$

Угол  $\varphi$  вычисляется как разность азимутов целей  $T_1$  и  $T_2$ . В случае применения расчета с помощью биссектрисы азимут точки  $D$  определяется путём вычитания величины  $\varphi/2$  из азимута линии  $OC$ . При выборе медианы сначала определяется угол  $\varphi_1$  по теореме косинусов через величины  $m$  (равна половине длины отрезка  $BC$ ),  $ON_{med}$  и  $c$ . Затем азимутальный угол на точку  $D$ .

Исходными данными для расчёта профиля являются следующие параметры: координаты целей  $T_1$  (825,1; 299,08),  $T_2$  (614,5; 255,13); кровля пласта – 2736 м (по вертикали); глубина забуривания БС – 2250 м (по вертикали); угол входа в пласт –  $15^\circ$ . Результаты расчётов представлены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчёта траектории МФС

Методика	Основной ствол			Пилотный ствол		
	зенитный угол, °	интенсивность искривления, °/10 м	глубина скважины, м (по стволу)	зенитный угол, °	интенсивность искривления, °/10 м	длина интервала, м
Базовая	18,2	1,0	2871,4	66,5	3,0	750,5
№ 1 (по биссектрисе)	14,4	1,9	2974,8	33,0	2,0	546,5
№ 2 (по медиане)	14,8	1,7	2949,1	45,3	2,0	571,2

Согласно данным, представленным в Таблице 2.2, параметры траектории основного ствола скважины, рассчитанные с использованием разработанных методик определения координат точки  $D$ , существенно отличаются от традиционных профилей, не учитывающих точку забуривания. Вследствие изменения траектории основного ствола возникает необходимость корректировки азимута бурения в направлении целевой точки ( $T_1$ ) ниже глубины предполагаемой «срезки». При этом параметры профиля пилотного ствола (зенитный угол, интенсивность искривления, длина открытого ствола) снижаются по сравнению с расчетом традиционными методами.

Ключевым преимуществом ГС является увеличение зоны дренирования и увеличение охвата пласта, возможность довыработки запасов. Это способствует повышению коэффициента продуктивности, дебита и нефтеотдачи пластов, а также снижению капитальных затрат на бурение [22, 79–80].

В процессе разработки месторождения поисковые и разведочные скважины включают в эксплуатацию методом бурения БГС. Размещение устьев таких скважин осуществляется либо на первой, либо на последней позиции кустовой площадки эксплуатационного бурения или на отдельной площадке рядом с действующими кустовыми площадками для снижения затрат на инженерные коммуникации и автомобильные дороги. Вследствие этого траектория таких скважин редко относится к разряду вертикальных; как правило, они имеют наклонно-направленный профиль с зенитными углами до  $50^\circ$  [81].

Расположение геологических целей  $T_{1-3}$  представлено на Рисунке 2.8, в соответствии с исходными данными. Согласно базовой (традиционной) технологии, предполагается бурение основного наклонно-направленного ствола в направлении цели  $T_1$ , за которым следует бурение БГС, ориентированного на цели  $T_2, T_3$ .

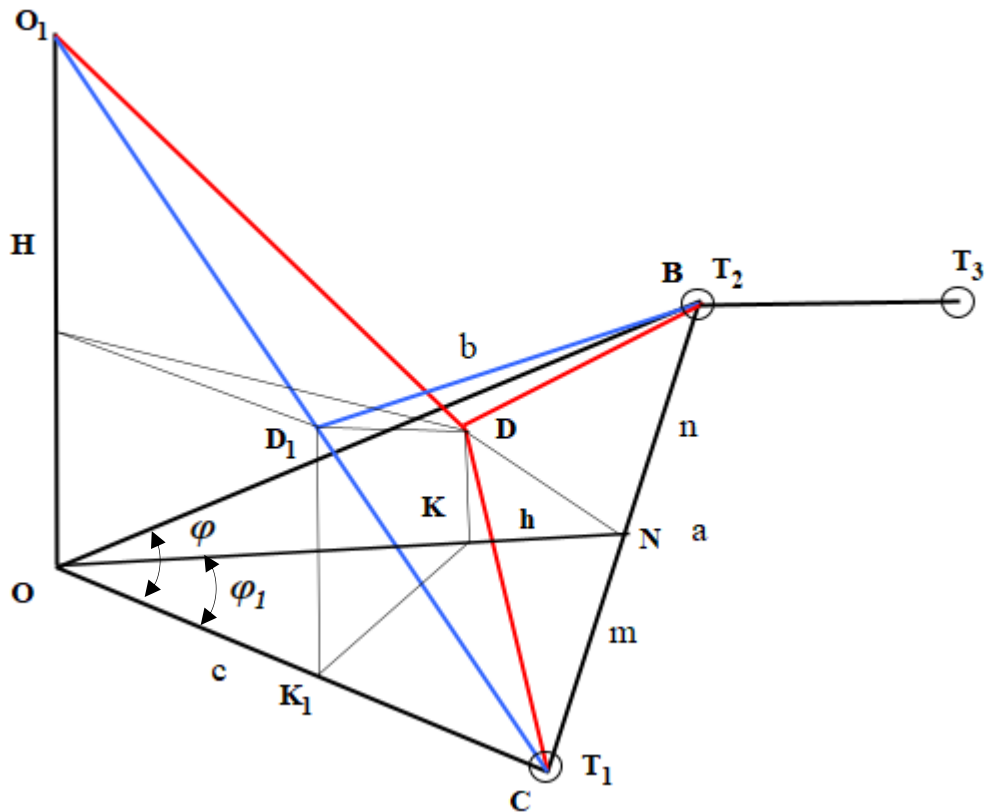


Рисунок 2.8 – Расчетная схема определения координат точки разветвления в ННС, учитывающая глубину забуривания БГС

Аналогично базовому варианту длина БГС определяется расположением точки забуривания  $D_1$ . Увеличение смещения точки  $D_1$  от устья скважины приводит к сокращению длины БС. Вместе с тем возрастает угол  $(T_2D_1N)$ , что требует корректировки суммарного азимутального угла для достижения целевой точки  $T_2$  [82].

Расчёт траектории скважины № А1 выполнен на основе следующих исходных данных: координаты целей  $T_1$  (487,2; 7,54),  $T_2$  (899,4; 351,69),  $T_3$ (1188,7; 347,36),  $D$  (440,4; 359,62); кровля пласта – 2034 м (по вертикали); глубина забуривания БС по базовому варианту – 1456 м (по вертикали), глубина забуривания БС по оптимизированному варианту – 1491 м (по вертикали); длина горизонтального участка – 300 м. Результаты расчётов представлены в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчёта траектории ННС с БГС

Методика	Основной ствол				Боковой ствол			
	зенитный угол, °	интенсивность искривления, °/10 м	глубина скважины, м (по стволу)	глубина вырезки окна, м (по стволу)	максимальный зенитный угол до кровли пласта, °/длина интервала	интенсивность искривления, °/10 м	длина интервала, м	глубина скважины, м (по стволу)
Базовая	14,8	1,0	2166,1	1500,0	$\frac{42,03}{475,5}$	2,0	1145,5	2645,5
№ 1 (по биссектрисе)	20,9	1,5	$\frac{2202,6}{+36,5^*}$	1580,0	$\frac{15,98}{226,4}$	2,0	$\frac{1046,1}{-99,4^*}$	2626,1
Примечание – *изменение проходки по скважине								

В результате оптимизации траектории скважины достигнуто общее сокращение общей длины ствола на 62,9 м (1,9 %) – сопровождалось увеличением длины основного ствола на 36,5 м и снижением протяжённости БГС на 99,4 м. Пространственное расположение рассматриваемых траекторий скважин представлено на Рисунке 2.9.

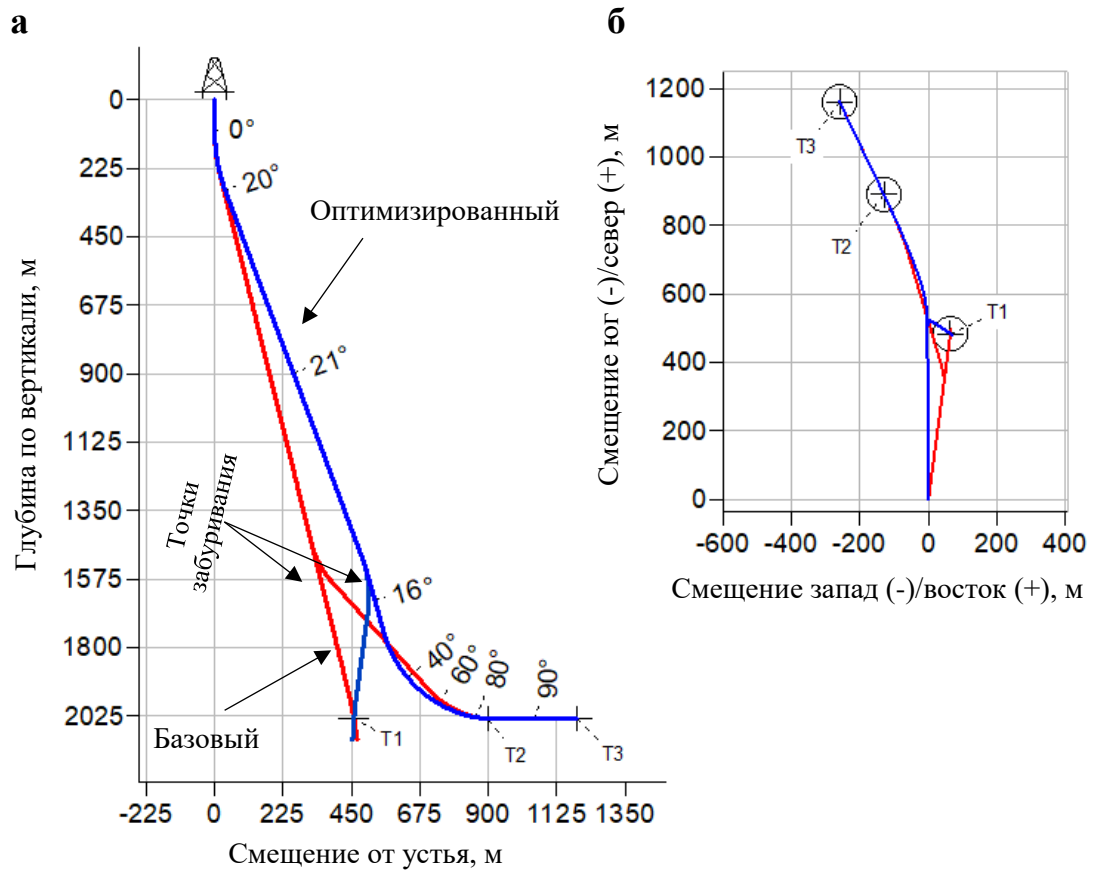


Рисунок 2.9 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция скважины № А1

### 2.3 Оптимизация траектории наклонно-направленных скважин с боковым СТВОЛОМ

При бурении ННС с БС (или пилотного ствола) возможны различные варианты взаимного расположения устья скважины и геологических целей бурения ( $T_1$ ,  $T_2$ ). В большинстве случаев, данные схемы могут быть классифицированы по трём основным типам (Рисунок 2.10).

Для удобства анализа направление  $OT_1$  всегда можно показать горизонтальной линией. В первом случае точка  $K$  высоты  $T_2K$  треугольника  $OT_1$  находится левее середины  $OT_1$  (Рисунок 2.10а), во втором – посередине (Рисунок 2.10б), а в третьем – с правой стороны (Рисунок 2.10в).

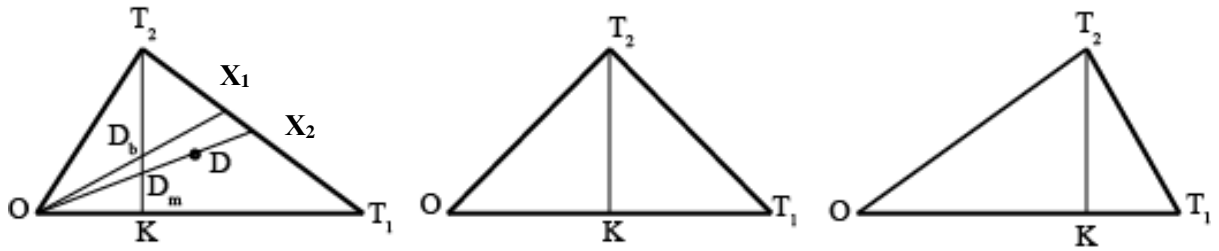
а) высота  $T_2K$  левееб) высота  $T_2K$  посерединев) высота  $T_2K$  правее

Рисунок 2.10 – Типы скважин по взаимному расположению устья и геологических целей

Основной ствол скважины на участке от устья до точки  $D$  забуривания БС может быть направлен по биссектрисе  $OX_2$  угла  $T_1OT_2$ , а также по медиане  $OX_1$ , направленной на середину участка  $T_1T_2$ . Эти линии пересекаются с высотой в опорных точках  $D_b$  (биссектриса) и  $D_m$  (медиана), соответственно.

На ранней стадии планирования точное определение координат точки  $D$  затруднено, поскольку доступны только координаты точек  $O$ ,  $T_1$ ,  $T_2$ . В этих условиях выбор оптимального расположения точки  $D$  осуществляется на основании последующих соображений.

Базовый вариант профиля скважины в общем случае имеет горизонтальную проекцию, состоящую из участков  $OT_1$  (основной ствол) и  $KT_2$  (БС; см. Рисунок 2.10а). Общая длина скважины будет минимальной, если БС займет положение  $KT_2$ , перпендикулярно  $OT$ . В этом случае сумма горизонтальных проекций  $L$  участков скважины также будет минимальна. При полном расчёте всего профиля скважины суммарная длина по стволу увеличится, но останется минимальной ввиду того, что длины участков будут увеличиваться пропорционально их горизонтальным проекциям.

Оптимальное расположение точки зарезки  $D$  определяется минимизацией величины  $L$ , которая принимается в качестве соответствующего критерия. При корректировке профиля с применением биссектрисы (или медианы) в качестве исходных данных используются полярные координаты геологических объектов  $T_1$ , и  $T_2$ .

Расчёт горизонтальных проекций  $L$  в зависимости от взаимного расположения устья и забоя скважины (Рисунок 2.11):

1. Скважина № 1:  $T_1 (1000; 90)$ ,  $T_2 (800; 30)$ , в этом варианте минимально возможная длина  $L$  по традиционной технологии составляет 1692,8 м ( $OT_1 + KT_2$ ).
2. Скважина № 2:  $T_1 (800; 90)$ ,  $T_2 (800; 30)$ . Длина  $L$  составляет – 1492,8 м;
3. Скважина № 3:  $T_1 (800; 90)$ ,  $T_2 (1000; 30)$ . Длина  $L$  составляет – 1666,0 м.

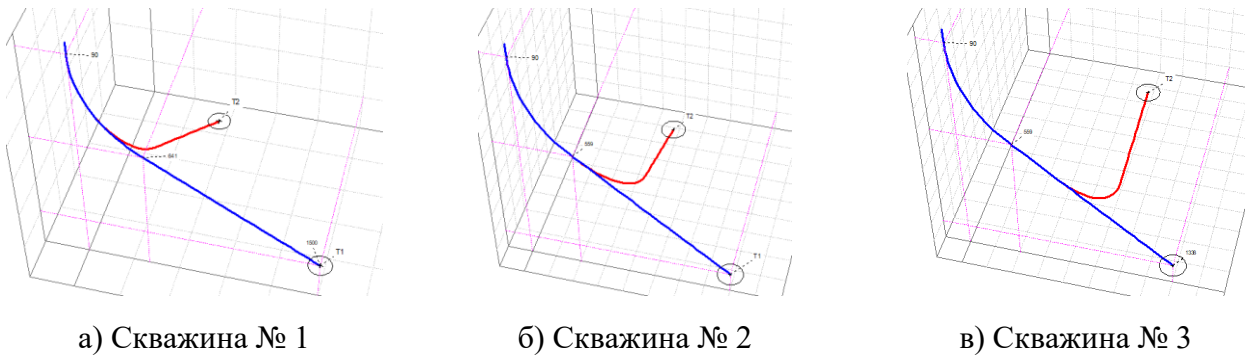


Рисунок 2.11 – Варианты пространственного расположения устья и забоя скважин

На Рисунке 2.12 показаны устье и забой скважины № 1, они образуют треугольник  $OT_1T_2$  с высотой  $T_2K$ . Линия биссектрисы  $ON$  пересекается с высотой  $T_2K$  в опорной точке  $D_b$ .

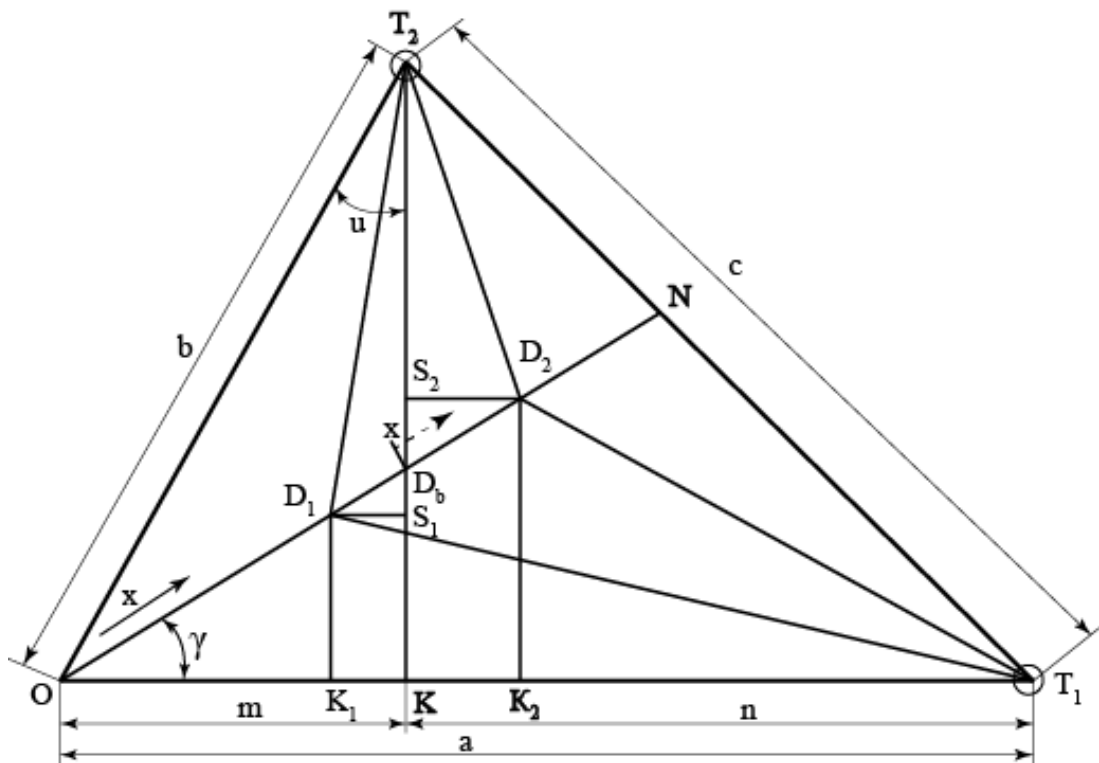


Рисунок 2.12 – Схема определения длины  $L$  и экстремума точки  $D$

Исходный данные:  $OT_1 = a = 1000$  м;  $OT_2 = b = 800$  м;  $OD_b = d = 461,8$  м;  $T_2K = H = 692,8$  м;  $\gamma = 30^\circ$ .

На первом этапе ставится задача по определению оптимального расположения точки  $D$  исходя из выбранного критерия минимизации величины  $L$ . Точка  $D$  может располагаться по отношению к точке  $D_b$  пересечения биссектрисы с высотой ближе к устью (положение  $D_1$ ) и дальше от него (положение  $D_2$ ). Для положения  $D_1$  общая длина горизонтальной проекции  $L$  скважины, включая БС, равна  $OD_1 + D_1T_2 + D_1T_1$ .

Если принять в качестве координаты величину  $x$  смещения точки  $D_1$  по биссектрисе, начиная от устья, формула для определения  $L_1$  будет иметь вид:

$$L_1 = x + \sqrt{(m - x\cos\gamma)^2 + (H - x\sin\gamma)^2} + \sqrt{(x\sin\gamma)^2 + (a - x\cos\gamma)^2} \quad (2.4)$$

где,  $m - x\cos\gamma = D_1S_1$ ;  $H - x\sin\gamma = S_1T_2$ ;  $x\sin\gamma = K_1D_1$ ;  $a - x\cos\gamma = K_1T_1$ .

Для положения  $D_2$  сумма проекций  $L_2$  равна  $OD_2 + D_2T_2 + D_2T_1$ , откуда:

$$L_2 = x + \sqrt{((x - d)\cos\gamma)^2 + (H - x\sin\gamma)^2} + \sqrt{(x\sin\gamma)^2 + ((n - (x - d)\cos\gamma))^2} \quad (2.5)$$

где,  $(x - d)\cos\gamma = S_2D_2$ ;  $(H - x\sin\gamma) = S_2T_2$ ;  $x\sin\gamma = K_2D_2$ ;  $n - (x - d)\cos\gamma = K_2T_1$ .

Результаты расчётов по формулам (2.4) и (2.5) совпадают и приведены в таблице 2.5. Формула (2.4) адекватно отражает величину  $L$  при любом значении  $x$ , включая положение точки  $D$  на биссектрисе точки  $D_2$ .

Из Таблицы 2.4 видно, что на биссектрисе в области  $x = 500$  м имеется положение точки  $D$  забуривания БС, при котором наблюдается минимальная длина горизонтальной проекции скважины [83].

Таблица 2.4 – Общая длина проекций скважины

Координата (x), м	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700
Горизонтальная проекция скважины $L_{1, 2}$ , м	1667,5	1640,1	1615,9	1595,3	1579,2	1568,4	1563,7	1566,2	1577,0	1597,0	1626,9

На Рисунке 2.13 отображены результаты расчётов горизонтальной проекции  $L_1$  в зависимости от координат точки забуривания БС.

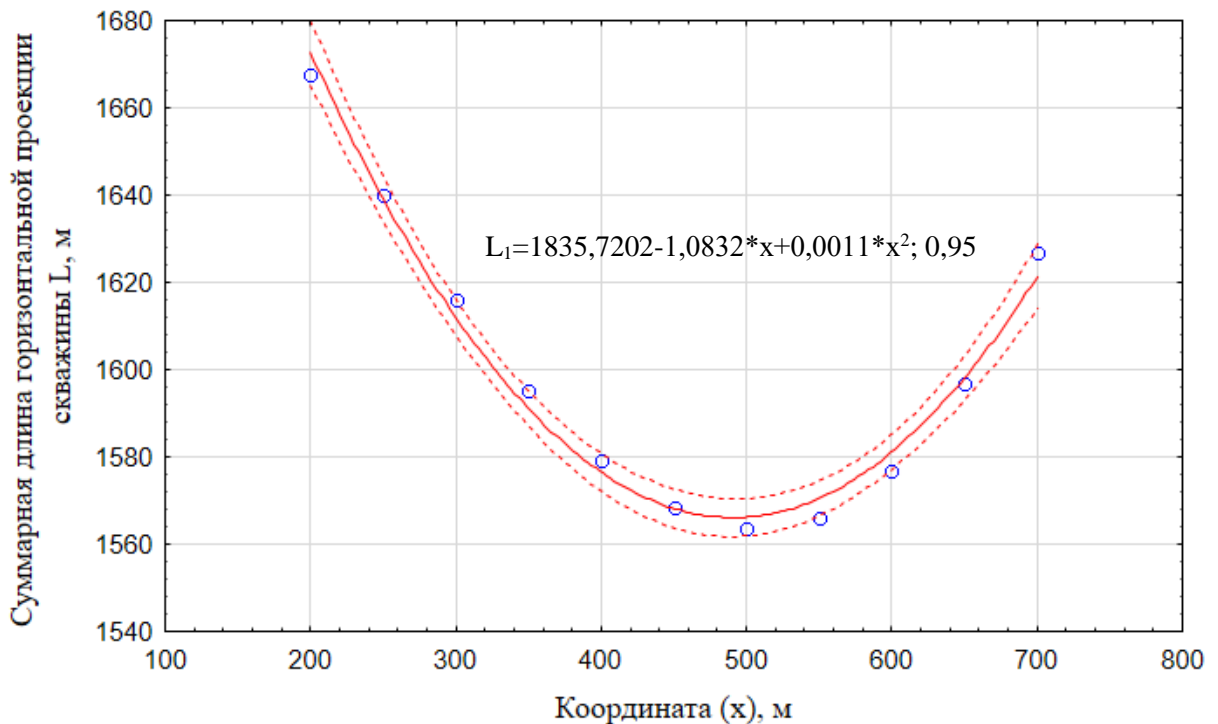


Рисунок 2.13 – Зависимость суммарной длины скважины  $L_1$  от смещения точки забуривания БС

Анализ горизонтальной проекции скважины  $L_1$  в зависимости от координаты  $x$  представлен на графике, демонстрирующем нелинейную зависимость, имеющую параболический характер. Кривая характеризуется снижением значения  $L_1$  при увеличении координаты  $x$  от 200 м до минимума в диапазоне 500–600 м ( $L_1 \approx 1570$  – 1580 м), после чего наблюдается повторный рост к исходным значениям, зафиксированным при  $x = 200$  м. Такая форма кривой указывает на изменение направления бурения: последовательное отклонение от вертикали, выравнивание и последующее отклонение в противоположную сторону. Минимальная точка может

соответствовать точке максимального отклонения или изменению траектории скважины. Уравнение функции позволяет точно определять значение горизонтальной проекции для любой координаты  $x$  в пределах представленного диапазона.

Определение минимума  $L$  требует применения процедуры поиска экстремума с использованием формул (2.4–2.5). Однако, при расчёте координаты  $x$  вдоль биссектрисы относительно устья, полученная экстремальная точка не коррелирует с данными, представленными в Таблице 2.4. Полученный результат обусловлен тем, что переменная  $x$  пересекает опорную точку  $D_b$ . Для устранения имеющейся проблемы рекомендуется вести отсчёт координаты  $x$  от точки  $D_b$  в направлении от устья (иллюстрировано пунктиром на Рисунке 2.12) [84].

В этом случае длину  $L$  выразим формулой:

$$L = d + x + \sqrt{(x \cos \gamma)^2 + (H - (d + x) \sin \gamma)^2} + \sqrt{((d + x) \sin \gamma)^2 + (n - x \cos \gamma)^2} \quad (2.6)$$

Определим положение точки  $D$  на биссектрисе, соответствующее минимуму  $L$ . Для нахождения экстремума дифференцируем выражение (2.6) по координате  $x$  и получим выражение:

$$F(x) = 1 + \frac{x \cos \gamma^2 + (H - (d + x) \sin \gamma)(-\sin \gamma)}{\sqrt{(x \cos \gamma)^2 + (H - (d + x) \sin \gamma)^2}} + \frac{(d + x) \sin \gamma^2 + (n - x \cos \gamma)(-\cos \gamma)}{\sqrt{((d + x) \sin \gamma)^2 + (n - x \cos \gamma)^2}} \quad (2.7)$$

Для нахождения экстремума  $L$  приравняем правую часть выражения (2.7) к нулю и решаем полученное уравнение относительно  $x$ . Это позволяет найти точку экстремума  $D_e$ . Смещение по биссектрисе от устья до точки экстремума  $D_e$  составит:  $D_e = d + x$ , где  $d$  – расстояние от устья до опорной точки  $D_b$ . Решение данного уравнения выполнялось с использованием математической программы [85].

Для скважины № 1 получаем  $x = 46,6$  м; следовательно, смещение до точки экстремума составляет:  $D_e = 461,8 + 46,6 = 508,4$  м. Подставляя это значение

в формулу (2.4), получаем  $L = 1563,6$  м. Экстремальная точка  $D_e$  хорошо согласуется с зависимостью на Рисунке 2.13.

Минимально возможная длина горизонтальной проекции скважины в базовом варианте составляет 1692,8 м. При использовании экстремума на биссектрисе уменьшение длины составило:  $1692,8 - 1563,6 = 129,2$  м. Таким образом, определено положение на биссектрисе экстремальной точки  $D_e$ , в которой находится минимум величины  $L$ .

Участок  $OD$  основного ствола может быть направлен по медиане на середину  $T_1T_2$ . Длина  $L$  и экстремальная точка  $D_e$  в случае медианы рассчитываются по формулам, применяемым для биссектрисы. Отличие состоит только в определении углов  $\gamma$  и  $u$ . Результаты расчётов в Таблице 2.5 показывают, что длина  $L$  имеет незначительные отличия. Поэтому во всех случаях предпочтительнее применять биссектрису, так как не требуется дополнительных операций по определению угла  $\gamma$ .

Таблица 2.5 – Расчёт горизонтальной проекции по типам скважин

Координата ( $x$ ), м	200	300	400	500	600	700
Метод определения участка $OD$	Горизонтальная проекция скважины $L$ , м					
Скважина № 1, биссектриса	1667,5	1615,9	1579,2	1563,7	1577,0	1626,9
Скважина № 1, медиана	1668,7	1618,1	1582,7	1568,3	1581,8	1629,9
Скважина № 2, биссектриса	1469,4	1421,3	1391,4	1388,1	1421,2	1500,1
Скважина № 2, медиана	1469,4	1421,3	1391,4	1388,1	1421,2	1500,1
Скважина № 3, биссектриса	1667,5	1615,9	1579,2	1563,7	1577,0	1626,9
Скважина № 3, медиана	1668,7	1618,1	1582,7	1568,3	1581,8	1629,9

После определения оптимального расположения точки забуривания необходимо выполнить полный расчёт траектории и убедиться, что он удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к параметрам траектории скважины.

Верификация расчёта экстремальной точки для сценария одновременного бурения двух скважин из общего устья была осуществлена путём построения траекторий скважин. Результаты исследования представлены в главе 3.

## 2.4 Выводы по главе 2

1. Теоретические исследования методов построения траектории ННС для нескольких эксплуатационных объектов выявили, что существующие подходы не учитывают положение точки забуривания БС. Применяемые расчетные методики, базирующиеся на вертикальной проекции, определяют координаты БС вдоль основного ствола исключительно на основе данных ранее пробуренной скважины.

2. Предложено обоснование положения точки разветвления при построении траектории МФС для одного или нескольких эксплуатационных объектов, основанное на первоначальном направлении на эту точку с последующей коррекцией на геологическую цель. Это позволяет спроектировать разветвленную траекторию скважины с минимальной длиной без изменения первоначальных координат целевых точек.

3. На основе анализа выявленной нелинейной зависимости получена формула (2.7) для определения длины горизонтальной проекции основного и БС при условии оптимального расположения точки забуривания (разветвления) БС в МФС, обеспечивающего минимизацию общей длины ствола.

4. Разработаны два алгоритма расчета координат точки разветвления БС, позволяющие проводить моделирование при различных сценариях глубины забуривания в ННС (как для известных, так и для расчетных значений). Применение данных алгоритмов обеспечивает оптимизацию параметров профиля БС, включая зенитный угол, интенсивность искривления и общую длину ствола скважины.

## **ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ ТРАЕКТОРИЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

### **3.1 Формирование траекторий многофункциональных скважин с учетом технологических ограничений бурения**

#### **3.1.1 Построение траекторий наклонно-направленных скважин с боковым стволом**

Верификация предложенных алгоритмов расчёта координат точки начала бурения БС осуществлялась путём классификации МФС по методам забуривания:

1. Формирование «окна» в обсадной колонне – применяется при строительстве МСС, проведении капитального ремонта методом бурения БС из ранее пробуренных скважин.

2. Забуривание БС (пилотного) непосредственно в процессе бурения для до-разведки краевых зон, осуществляемое в поисково-разведочных и эксплуатационных скважинах в открытом стволе.

Проведен сравнительный анализ траекторий для реальных прототипов при расчёте точки забуривания БС с использованием двух алгоритмов. Алгоритм № 1 основан на применении формулы 2.7 (описано в главе 2, параграф 2.3), а алгоритм № 2 – на использовании расчётной схемы, представленной в главе 2, параграф 2.2 (формулы 2.1–2.3).

Расчёт траекторий выполнялся с использованием исходных данных, полученных для кустовой площадки № 01 месторождения N: глубина кровли пласта – 2142 м (по вертикали); глубина забуривания БС – 1600 м (по вертикали), глубина забуривания пилотного ствола – 1000 м (по вертикали), длина вертикального участка – 60 м. В Таблице 3.1 представлены данные о скважинах по результатам группировки, расчёт координат точки разветвления.

Таблица 3.1 – Результат расчёта координат точки разветвления

Номер скважины	Геологические цели	Смещение от устья, м	Азимут, °	Алгоритм (1/2)	Расчётные координаты точки разветвления	
					смещение от устья, м	азимут, °
Забуривание БС из обсадной колонны						
0111	T <sub>1</sub>	1433,27	311,48	1	1151,21	296,92
	T <sub>2</sub>	1369,48	282,37	2	974,68	296,92
0112	T <sub>1</sub>	1004,98	299,14	1	714,21	313,89
	T <sub>2</sub>	802,69	328,64	2	620,53	313,89
0113	T <sub>1</sub>	682,37	272,47	1	273,30	293,98
	T <sub>2</sub>	316,24	315,48	2	289,09	293,98
0114	T <sub>1</sub>	1350,18	353,46	1	1150,47	342,48
	T <sub>2</sub>	1294,05	331,50	2	932,72	342,48
Забуривание БС (пилотного) в открытом стволе						
0123	T <sub>1</sub>	1687,95	293,94	1	846,21	323,32
	T <sub>2</sub>	1284,45	352,69	2	913,97	323,32
Примечание - T <sub>1</sub> – геологическая цель основного объекта разработки наклонно-направленных скважин; T <sub>2</sub> – геологическая цель возвратного объекта (боковой ствол)						

На основании данных, представленных в Таблице 3.1, выполнен расчёт траекторий скважин для двух сценариев: базового (а) и оптимизированного (б), предусматривающего направления к точке разветвления (*D*) с последующей коррекцией на геологическую цель. Результаты расчётов представлены в Таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчёта профиля МФС

Номер скважины	Геологические цели	Глубина скважины, м	Зенитный угол ( $a_{max}$ ), °	Интенсивность искривления ( $i_{max}$ ) /10 м	Глубина вырезки окна, м	Сокращение длины скважины ( $\Delta L$ ), м
1	2	3	4	5	6	7
Забуривание БС из обсадной колонны						
0111 (а)	T <sub>1</sub>	2689,76	37,95	1,00	-	-
	T <sub>2</sub>	2946,76	<b>62,13</b>	2,50	1945,00	-
0111 (б) <sup>1</sup>	T <sub>1</sub>	2804,31	43,44	1,60	-	114,55
	T <sub>2</sub>	2777,03	41,07	2,00	2010,00	-234,73
Общее на скважину (3,4 %)						<b>-120,18</b>
0111 (б) <sup>2</sup>	T <sub>1</sub>	2765,35	51,25	1,60	-	75,59
	T <sub>2</sub>	2723,41	48,37	2,00	1900,00	-178,35
Общее на скважину (2,9 %)						<b>-102,76</b>

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7
0112 (а)	T <sub>1</sub>	2458,42	29,13	1,00	-	-
	T <sub>2</sub>	2587,62	<b>48,27</b>	2,50	1795,00	-
0112 (б) <sup>1</sup>	T <sub>1</sub>	2502,17	41,71	1,50	-	43,75
	T <sub>2</sub>	2430,70	26,16	2,00	1765,00	-126,92
Общее на скважину (2,6 %)						<b>-83,17</b>
0112 (б) <sup>2</sup>	T <sub>1</sub>	2509,20	51,70	1,60	-	50,78
	T <sub>2</sub>	2402,80	29,02	2,00	1725,00	-114,82
Общее на скважину (2,0 %)						<b>-64,04</b>
0113 (а)	T <sub>1</sub>	2326,05	19,40	1,00	-	-
	T <sub>2</sub>	2447,98	<b>49,38</b>	2,50	1685,00	-
0113 (б) <sup>1</sup>	T <sub>1</sub>	2418,88	49,67	1,50	-	92,83
	T <sub>2</sub>	2265,03	18,75	2,00	1625,00	-122,95
Общее на скважину (1,0 %)						<b>-30,12</b>
0113 (б) <sup>2</sup>	T <sub>1</sub>	2411,72	48,46	1,50	-	85,67
	T <sub>2</sub>	2269,73	20,35	2,00	1628,00	-121,25
Общее на скважину (1,2 %)						<b>-35,58</b>
0114 (а)	T <sub>1</sub>	2643,88	37,82	1,00	-	-
	T <sub>2</sub>	2807,25	<b>55,19</b>	2,00	1943,00	-
0114 (б) <sup>1</sup>	T <sub>1</sub>	2729,43	40,94	1,50	-	85,55
	T <sub>2</sub>	2713,54	33,86	2,00	2010,00	-160,71
Общее на скважину (2,2 %)						<b>-75,16</b>
0114 (б) <sup>2</sup>	T <sub>1</sub>	2688,38	57,61	1,50	-	44,50
	T <sub>2</sub>	2648,33	46,83	2,00	1878,00	-93,92
Общее на скважину (1,4 %)						<b>-49,42</b>
Забуривание БС (пилотного) в открытом стволе						
0123 (а)	T <sub>1</sub>	2856,39	43,73	1,00	-	-
	T <sub>2</sub>	2898,98	<b>47,14</b>	2,50	1110,00	-
0123 (б) <sup>1</sup>	T <sub>1</sub>	3044,25	58,46	1,50	-	187,86
	T <sub>2</sub>	2847,41	29,81	2,50	1320,00	-261,57
Общее на скважину (1,6 %)						<b>-73,71</b>
0123 (б) <sup>2</sup>	T <sub>1</sub>	2928,23	48,24	1,50	-	71,84
	T <sub>2</sub>	2664,63	37,47	2,50	1060,00	-184,35
Общее на скважину (2,5 %)						<b>-112,51</b>
Примечания:						
1 <sup>1</sup> – расчёт профиля скважины по оптимизированному варианту с применением алгоритма № 1.						
2 <sup>2</sup> – расчёт профиля скважины по оптимизированному варианту с применением алгоритма № 2						

Применение разработанных алгоритмов оптимизации во всех рассматриваемых скважинах позволило сократить длину стволов на величину от 30 до 120 м. Максимальный эффект наблюдался при использовании алгоритма № 1 для

забуривания БС из обсадной колонны и алгоритма № 2 – при забуривания из открытого ствола.

В результате оптимизации профиля МФС (№ 0111, № 0112, № 0113, № 0114) зафиксировано снижение максимального зенитного угла в БС на 34–62%, а также уменьшение пространственной интенсивности искривления БС на участке набора в среднем на 15%. В скважине № 0123 с пилотным стволом наблюдалось снижение максимального зенитного угла в пилотном стволе на 21% без существенного изменения пространственной интенсивности искривления на участке набора.

Графическое отображение траектории скважин № 0111 и № 0123 представлено на Рисунках 3.1–3.4.

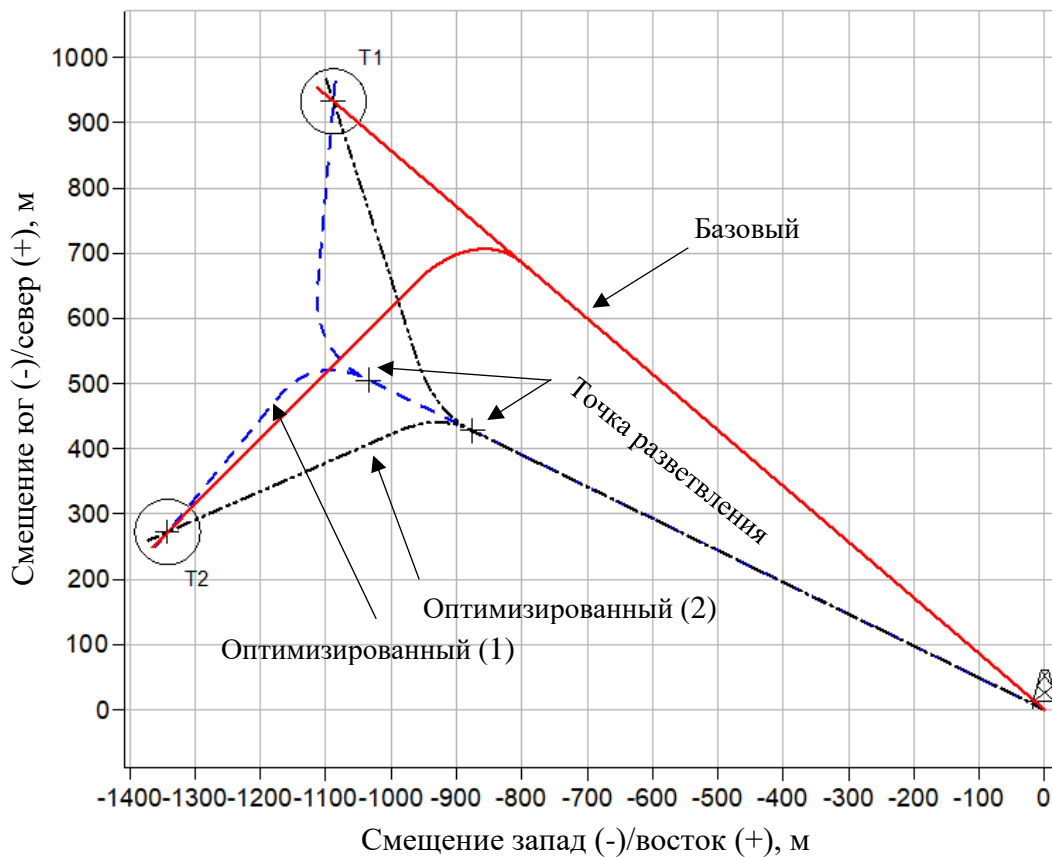


Рисунок 3.1 – Горизонтальная проекция траектории МФС № 0111 представлена для базового и оптимизированного вариантов, рассчитанных по двум алгоритмам

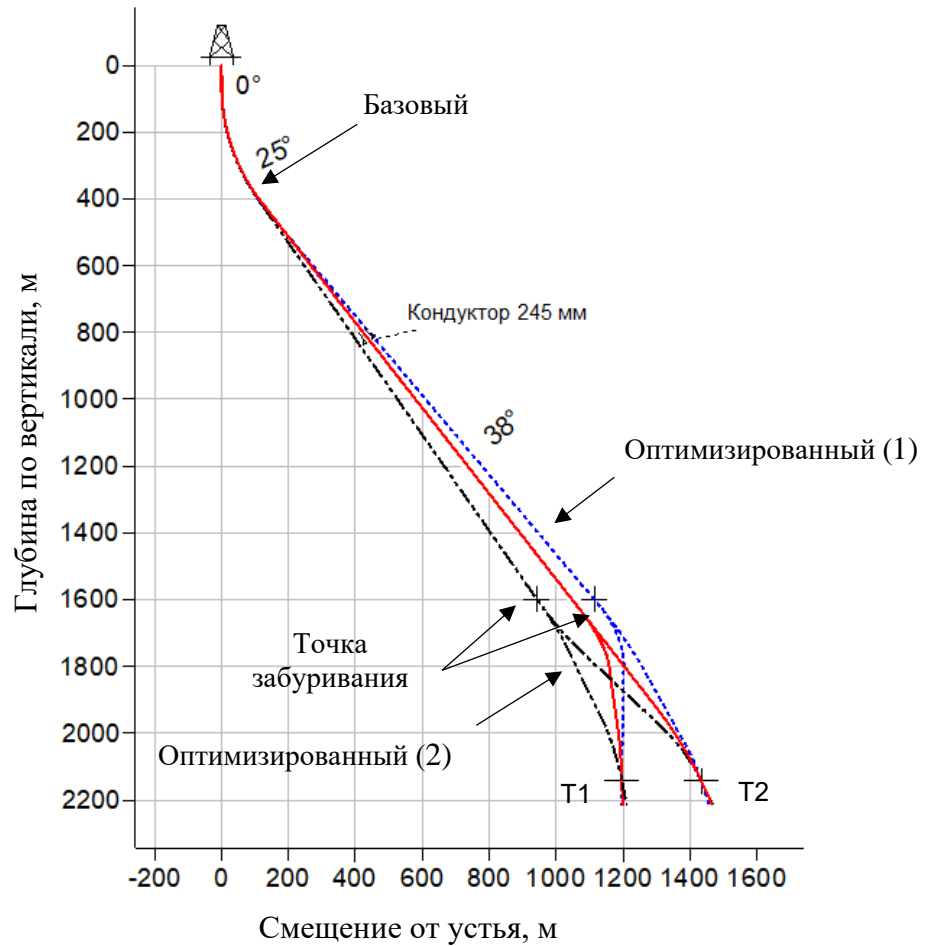


Рисунок 3.2 – Профиль МФС № 0111

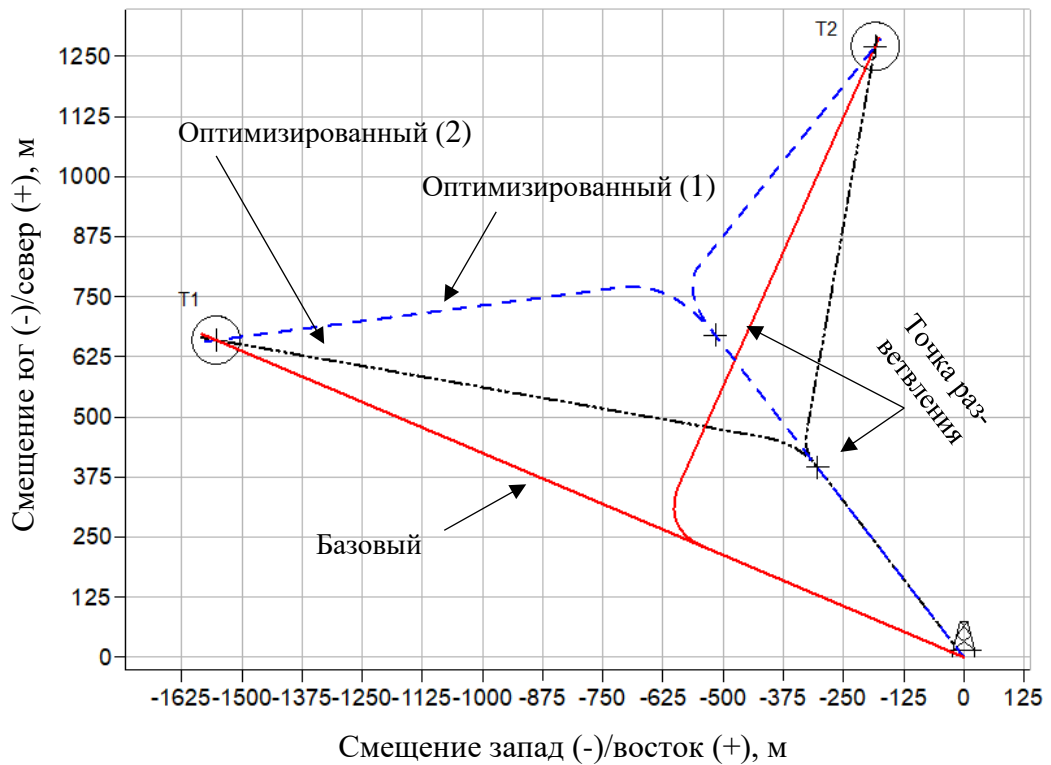


Рисунок 3.3 – Горизонтальная проекция траектории МФС № 0123 представлена для базового и оптимизированного вариантов, рассчитанных по двум алгоритмам

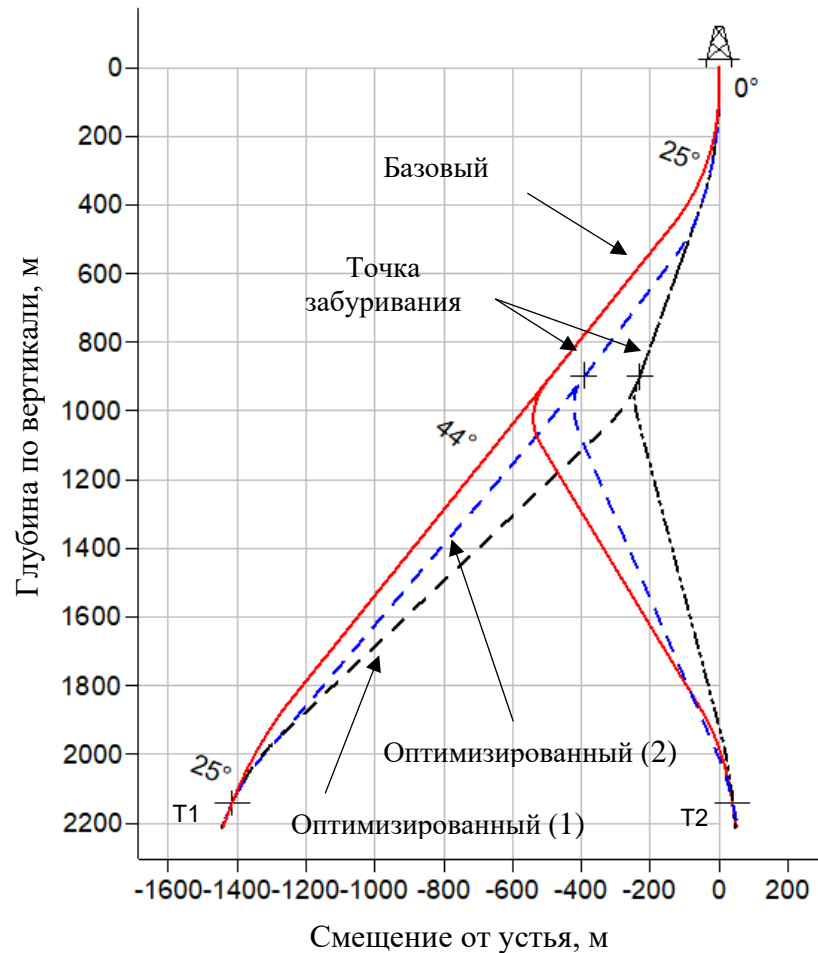


Рисунок 3.4 – Профиль МФС № 0123

При планировании бурения БС на возвратные объекты необходимо проводить оценку технической возможности бурения, включая моделирование технологических операций с колонной бурильных и обсадных труб, как для основного ствола, так и для последующего бурения БС [17, 22, 86–87].

Расчёт траекторий выполнялся с использованием исходных данных, полученных для кустовой площадки № 03 месторождения В: глубина кровли пласта группы Ю – 3144 м (по вертикали) и пласта группы Ач (верхний) – 3019 м (по вертикали), глубина забуривания БС – 2400 м (по вертикали), длина вертикального участка – 60 м. Таблица 3.3 содержит данные по скважинам, включая результаты расчёта координат точки разветвления.

Таблица 3.3 – Результат расчёта координат точки разветвления

Номер скважины	Геологические цели	Смещение от устья, м	Азимут, °	Алгоритм (1/2)	Расчётные координаты точки разветвления	
					смещение от устья, м	азимут, °
0331	T <sub>1</sub>	1915,14	35,82	1	1213,18	47,50
	T <sub>2</sub>	1275,36	59,19	2	1115,95	47,50
0332	T <sub>1</sub>	2519,86	351,95	1	1570,38	358,17
	T <sub>2</sub>	1585,85	4,39	2	1440,22	358,17
0333	T <sub>1</sub>	1938,38	141,05	1	1614,23	147,62
	T <sub>2</sub>	1661,01	154,19	2	1322,77	147,62
Примечание - T <sub>1</sub> – геологическая цель основного объекта разработки ННС; T <sub>2</sub> – геологическая цель возвратного объекта (БС)						

На основании данных, представленных в таблице 3.3, выполнен расчёт траекторий скважин для двух сценариев: базового (а) и оптимизированного (б), предусматривающего направления к точке разветвления (*D*) с последующей коррекцией на геологическую цель. Результаты расчётов представлены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта траекторий скважин

Номер скважины	Геологические цели	Глубина скважины, м	$\alpha_{max}, ^\circ$	$i_{max}, \%$ /10 м	Глубина вырезки окна, м	$\Delta L, м$
0331 (а)	T <sub>1</sub>	3770,07	33,91	1,00	-	-
	T <sub>2</sub>	3821,85	<b>57,53</b>	2,50	2830,00	-
0331 (б) <sup>1</sup>	T <sub>1</sub>	3860,94	49,42	1,50	-	90,87
	T <sub>2</sub>	3474,22	27,53	2,00	2725,00	-242,63
Общее на скважину (3,3 %)						<b>-151,76</b>
0331 (б) <sup>2</sup>	T <sub>1</sub>	3878,87	53,76	1,50	-	108,80
	T <sub>2</sub>	3427,48	27,30	2,00	2675,00	-239,37
Общее на скважину (2,8 %)						<b>-130,57</b>
0332 (а)	T <sub>1</sub>	4183,90	44,75	1,00	-	-
	T <sub>2</sub>	4097,59	<b>58,40</b>	2,50	3135,00	-
0332 (б) <sup>1</sup>	T <sub>1</sub>	4221,26	55,20	1,50	-	37,36
	T <sub>2</sub>	3677,23	31,54	1,50	2930,00	-215,36
Общее на скважину (3,6 %)						<b>-178,00</b>
0332 (б) <sup>2</sup>	T <sub>1</sub>	4248,23	59,71	1,50	-	64,33
	T <sub>2</sub>	3579,88	19,56	1,50	2850,00	-232,71
Общее на скважину (3,4 %)						<b>-168,38</b>
Примечания:						
1 <sup>1</sup> – расчёт профиля скважины по оптимизированному варианту с применением алгоритма № 1.						
2 <sup>2</sup> – расчёт профиля скважины по оптимизированному варианту с применением алгоритма № 2						

В оптимизированных профилях наблюдается сокращение общей длины скважины в диапазоне от 152 до 178 метров. Наиболее значительный эффект достигается при применении алгоритма № 1, который позволяет снизить максимальный зенитный угол БС на 49% и уменьшить пространственную интенсивность искривления бокового ствола в зоне набора на 30%. Графическое отображение траектории скважины № 0331 представлено на Рисунках 3.5–3.6.

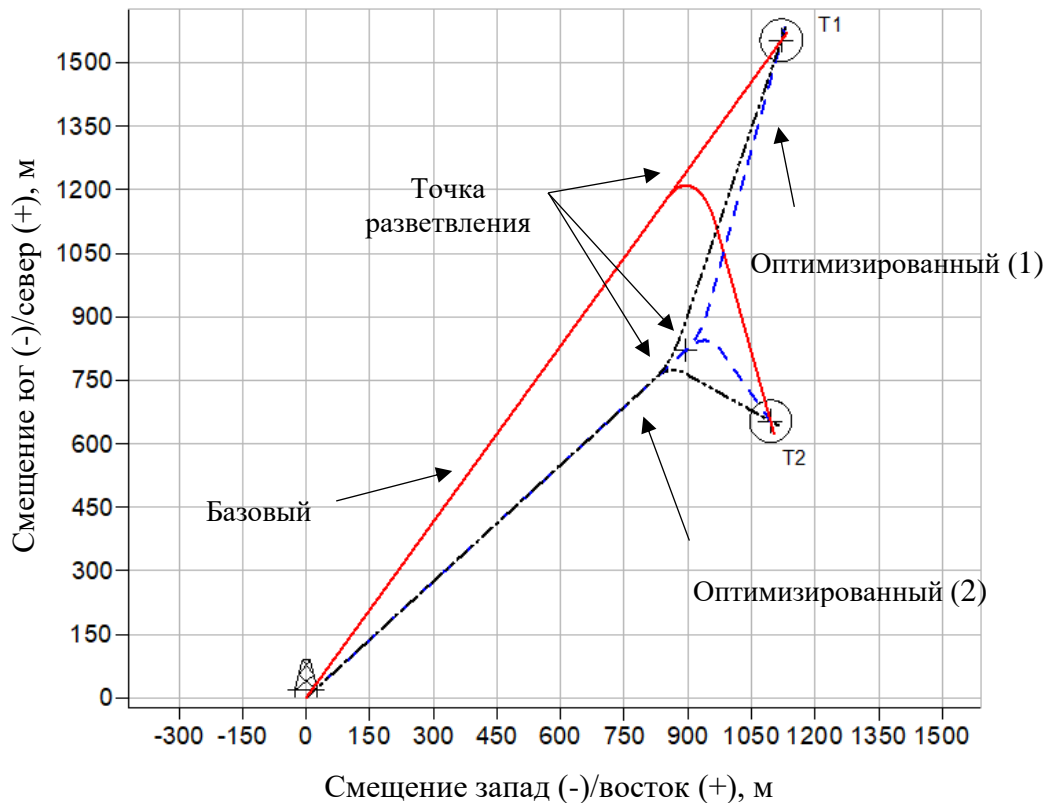


Рисунок 3.5 – Горизонтальная проекция траектории МФС № 0331 представлена для базового и оптимизированного вариантов, рассчитанных по двум алгоритмам

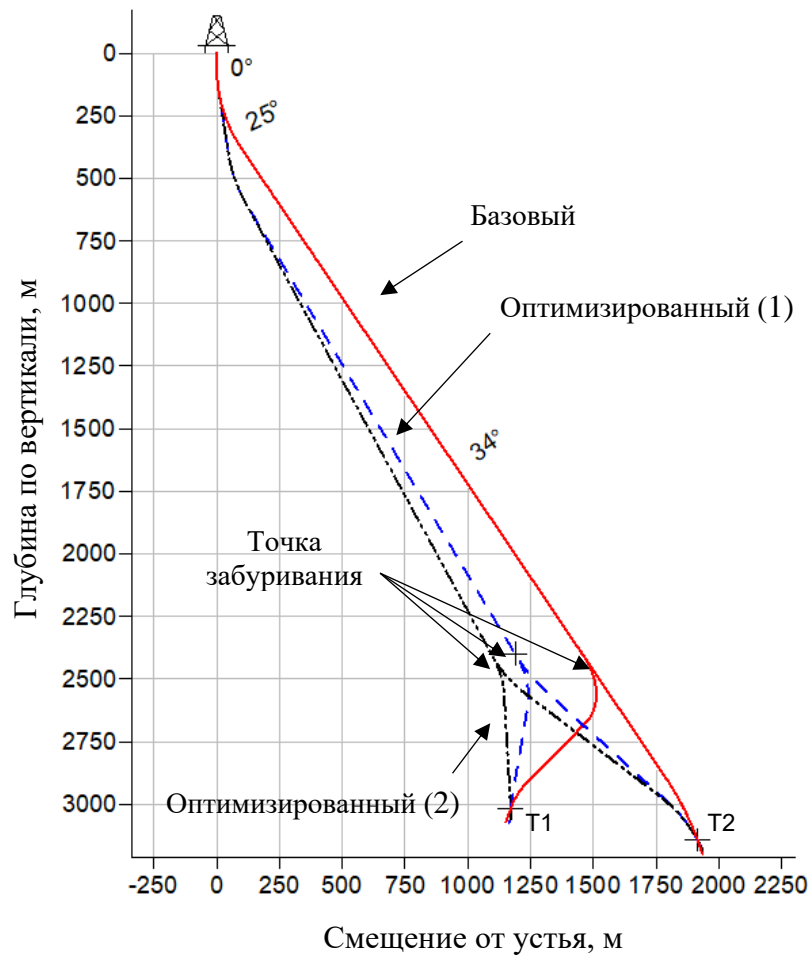


Рисунок 3.6 – Профиль МФС № 0331

Перерасчёт траектории МФС, выполненный с учётом координаты точки разветвления  $D$ , определенной по формуле (2.7), выявил необходимость внесения корректив в отдельных случаях, когда полученные значения параметров профиля не удовлетворяют требованиям к ним [83].

Изменение профиля скважины должно быть экономически оправдано. По изложенной методике были выполнены расчёты для 29 реальных скважин, из которых в 70% случаев расположение экстремальных точек (по формуле 2.7) удовлетворяло требованиям к скважине без необходимости коррекции. Необходимая коррекция положения точки забуривания БС ( $D$ ) является заключительным этапом её определения. Она включает изменение положения найденной экстремальной точки с целью улучшения параметров профиля скважины. После расчёта траектории и получения положительного результата положение точки забуривания БС можно

считать окончательным. Однако, может потребоваться неоднократная коррекция для выбора наиболее экономически оправданного варианта [83].

Расчёты выполнены на основе исходных данных для МФС № 0123, характеризующейся глубиной забуривания БС, составляющей 1400 метров (по вертикали), и углом входа в пласт, равным  $15^\circ$ .

Расположение устья ( $O$ ) и точек вскрытия пласта ( $T_{1-2}$ ) показано на Рисунке 3.7, пунктирная линия – проекция БС по базовой технологии проектирования профиля.

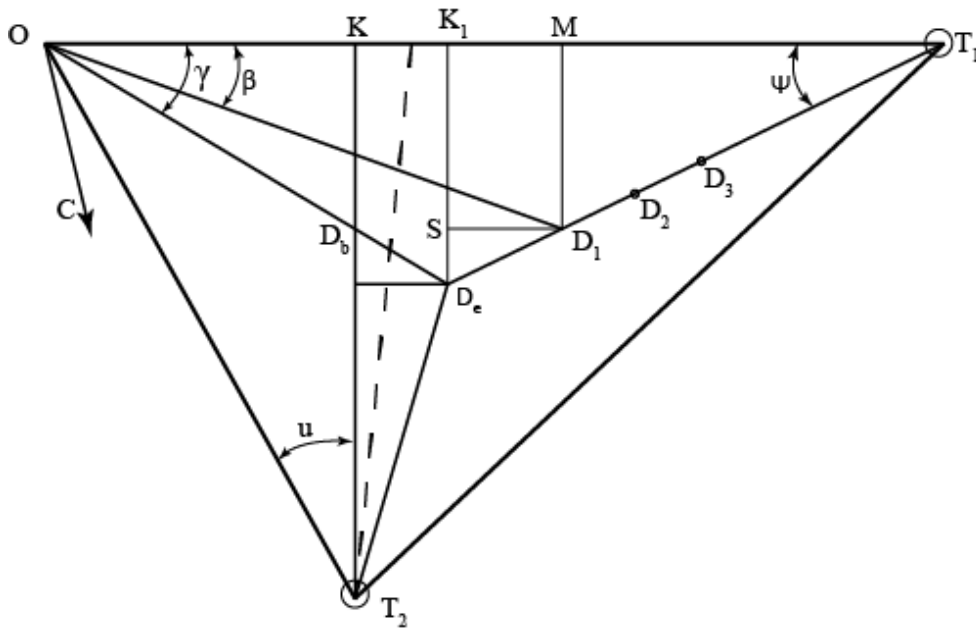


Рисунок 3.7 – Схема коррекции координат точки разветвления

Для коррекции профиля скважины необходимо определить следующие параметры: расстояние от устья до опорной точки  $D_b$ , ( $OD_b$ ), расстояние между опорной и экстремальной точками ( $D_b, D_e$ ). Из рисунка 3.7 видно, что для уменьшения зенитного угла необходимо сократить длину отрезка  $D_e T_1$ .

В качестве первой коррекции положения точки ( $D_1$ ) принимаем  $h = D_e D_1 = 100$  м. Теперь задача состоит в определении величины смещения от устья до точки  $D_1$  и азимута направления на эту точку. Детальная схема определения представлена в главе 2, рисунок 2.12.

Согласно Рисунку 3.7 вычислим геометрические параметры:

$$u = 90 - 2\gamma; m = OT_2 \sin(u), n = OT_1 - m, \quad (3.1)$$

$$tg\psi = \frac{D_e K_1}{K_1 T_1} = \frac{OD_e \sin\gamma}{(n - D_b D_e \cos\gamma)}, \quad (3.2)$$

Дальнейший ход вычислений:

$$D_e K_1 = OD_e \sin\gamma, D_e S = h \sin\psi, D_1 M = D_e K_1 - D_e S, \quad (3.3)$$

$$OM = m + D_b D_e \cos\gamma + h \cos\psi \quad (3.4)$$

Искомое смещение на  $D_1$  составит:

$$OD_1 = \sqrt{D_1 M^2 + OM^2}, \quad (3.5)$$

$$tg\beta = \frac{D_1 M}{OM}, \quad (3.6)$$

Азимутальный угол:

$$AzD_1 = AzT_1 + \beta \quad (3.7)$$

На основании проведённых вычислений определяются координаты точки коррекции  $D_1$ . Далее, с использованием специализированного программного обеспечения, рассчитывается полный профиль траектории, результаты которого представлены в Таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчёта траекторий скважин

Цели бурения	Глубина скважины, м	Длина БС, м	Общая длина скважины, м ( $\Delta L$ , м)	$a_{max}, ^\circ$	$i_{max}, \%10 \text{ м}$
1	2	3	4	5	6
<b>Базовый вариант</b>					
T <sub>1</sub>	2828,4	1597,1	4425,5	44	1,0
T <sub>2</sub>	3417,1			72	1,5
<b>Оптимизированный вариант (846,20; 323,32)</b>					
T <sub>1</sub>	3052,7	1083,8	4136,5	69	1,5
T <sub>2</sub>	2748,8	(- 513,3)	(- 289,0)	49	1,5
<b>Коррекция 1; h = 100 м (887,40; 320,43)</b>					
T <sub>1</sub>	3017,6	1111,9	4129,5	66	1,5
T <sub>2</sub>	2801,9	(- 485,2)	(- 296,0)	52	1,5
<b>Коррекция 2; h = 150 м (924,40; 317,46)</b>					
T <sub>1</sub>	2982,4	1149,7	4132,1	62	1,5
T <sub>2</sub>	2864,7	(- 447,4)	(- 293,4)	54	1,5
<b>Коррекция 3; h = 200 м (962,90; 314,82)</b>					
T <sub>1</sub>	2953,1	1191,1	4144,2	59	1,5
T <sub>2</sub>	2931,1	(- 406,0)	(- 281,3)	57	1,5

Продолжение таблицы 3.5

1	2	3	4	5	6
<b>Коррекция 4; h = 250 м (1002,98; 312,45)</b>					
T <sub>1</sub>	2929,1	1235,0	4164,1	55	1,5
T <sub>2</sub>	3000,0	(- 362,1)	(- 261,4)	60	1,5
<b>Коррекция 5; h = 300 м (1044,23; 310,32)</b>					
T <sub>1</sub>	2910,2	1281,0	4191,1	52	1,5
T <sub>2</sub>	3071,0	(- 316,1)	(- 234,4)	62	1,5
Примечание – в скобках указано изменение длины относительно базового варианта					

Согласно результатам анализа, представленным в Таблице 3.5, размещение точки забуривания БС в экстремальной точке ( $D_e$ ) привело к увеличению длины основного ствола – 224 м и сокращению длины БС на 513 м, общее снижение суммарной длины стволов на 289 м. На участке основного ствола ниже точки  $D_e$  зафиксирован зенитный угол в  $69^\circ$ . Данное значение, обусловленное значительной разницей расстояний от устья до целевых точек бурения, увеличивает технологические риски при бурении и креплении скважины. Следовательно, для минимизации указанных рисков требуется снижение зенитного угла.

Результаты расчёта профиля продемонстрировали следующие изменения: зенитный угол в интервале основного ствола снизился с  $68^\circ$  до  $66^\circ$ , тогда как в интервале БС увеличился с  $49^\circ$  до  $52^\circ$ . Длина основного ствола сократилась на 36 м, а длина БС возросла на 28 м. В итоге суммарная длина ствола всей скважины (включая БС) уменьшилась по сравнению с исходным вариантом на 296 м, составив 289 м.

В общем случае абсолютный экстремум точки  $D$  не совпадает с биссектрисой, т. е. не совпадает с точкой  $D_e$ . Примечательно, что при отклонении точки  $D$  на 100 м от  $D_e$  суммарная длина скважины уменьшилась на 13 м. Это свидетельствует о том, что точка  $D_e$  находится близко к абсолютному экстремуму и формула (2.7) обеспечивает надёжные результаты. На Рисунке 3.8 представлена графическая интерпретация результатов расчёта.

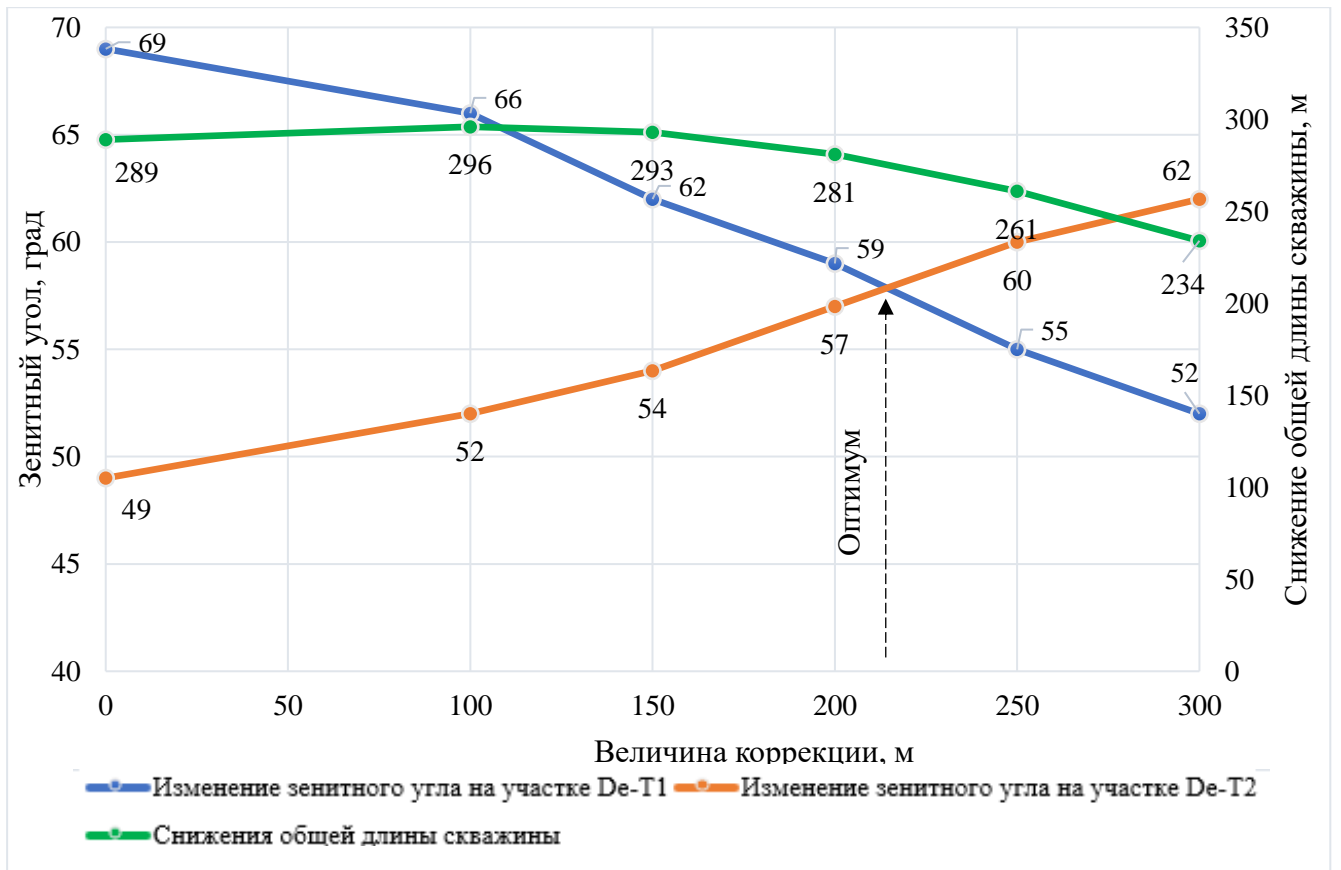


Рисунок 3.8 – Определение оптимальной величины коррекции расположения точки разветвления БС

Оптимальное значение коррекции точки  $D_e$  составляет 220 м, что приводит к уменьшению длины ствола всей скважины на 281 м по сравнению с базовым вариантом. Проекция траекторий при пошаговом изменении координат точки разветвления (забуривания) представлена на Рисунке 3.9.

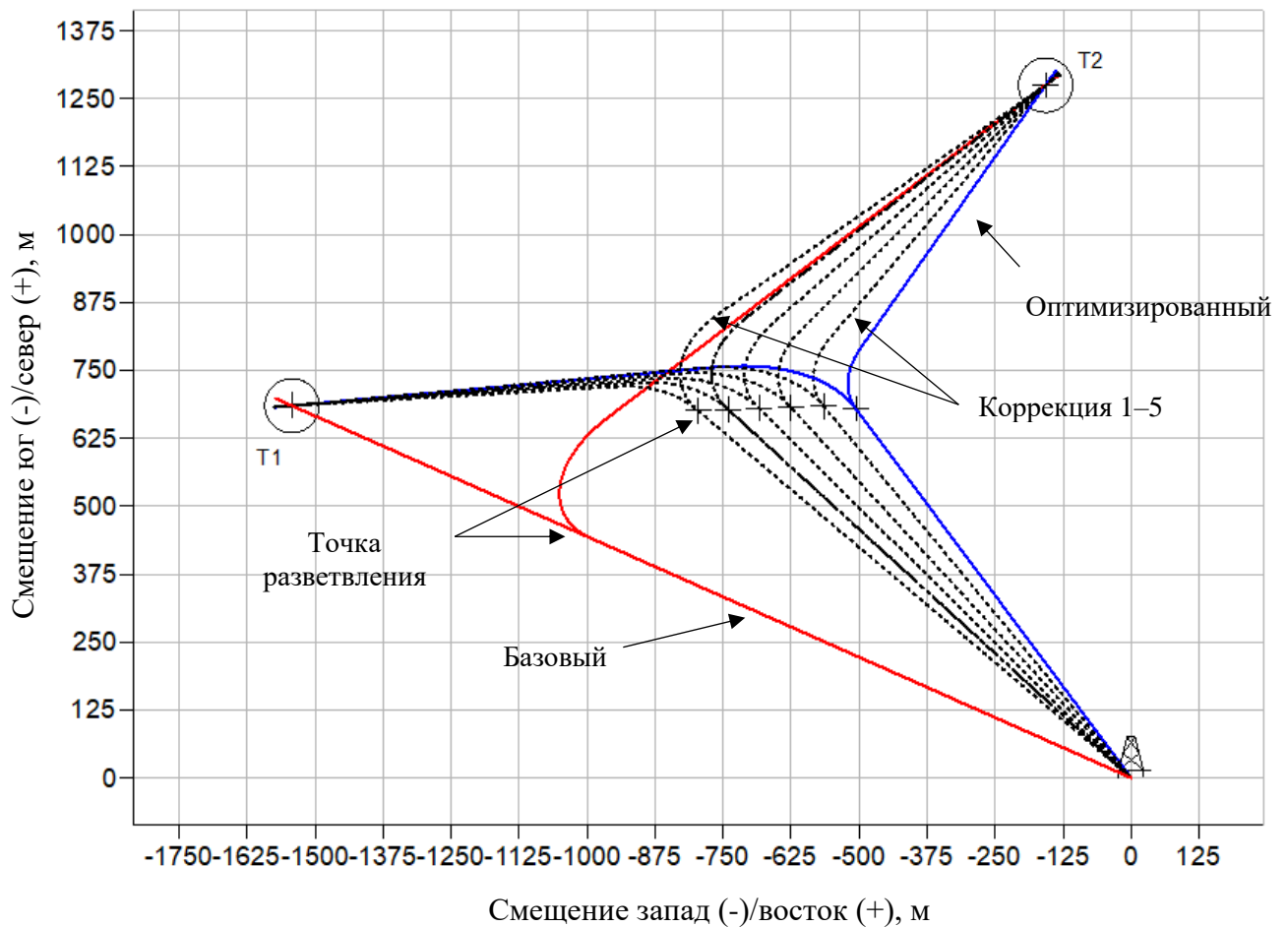


Рисунок 3.9 – Горизонтальная проекция траектории МФС № 0123 представлена для базового и оптимизированного вариантов

### 3.1.2 Оценка влияния параметров траектории многофункциональных скважин на механические нагрузки при бурении

Для оценки возможности строительства МФС при заданных параметрах наземного бурового оборудования и бурильного инструмента необходимо определить максимальную нагрузку на крюк. Эта нагрузка зависит от веса бурильной и обсадной колонн, коэффициента трения и траектории скважины.

При подъёме бурильной или обсадной колонны из скважины нагрузка на талевый блок может превышать максимально допустимую величину. Для снижения этой нагрузки можно применять следующие методы [47, 51, 63–64, 87]:

1. Использование бурильных труб из лёгких сплавов.
2. Введение антифрикционных добавок в промывочную жидкость.

3. Подъём бурильной колонны с вращением.
4. Применение проектного профиля, обеспечивающего минимальные силы трения в стволе скважины.

Рассчитать величину сил сопротивления, возникающих при перемещении колонны труб в ННС различного профиля, можно с использованием математических зависимостей, полученных при следующих допущениях: колонна труб не вращается; жесткость труб на изгиб не учитывается; на колонну труб действуют только силы трения скольжения; профиль скважины состоит из дуг окружностей и тангенциальных участков.

При расчёте силы на крюке талевого блока при подъёме колонны труб сначала определяется величина силы, которая должна быть приложена к верхнему концу нижней секции поднимаемой колонны. Для каждой последующей секции колонны труб расчёт производится с учётом растягивающей силы, приложенной к предыдущей секции [45, 51].

Выполнено моделирование процесса бурения и спуско-подъёмных операций колонны бурильных и обсадных труб с использованием специализированного программного продукта W, с учётом рекомендаций Yuan Z. и Robello S. [89–91, 127].

В конструкции МФС диаметры эксплуатационной колонны составляют 178 мм, а «хвостовика» – 114 мм. Этот же типоразмер применяется при строительстве МСС на месторождениях Западной Сибири [82, 91–92]. Конструкция рассматриваемой скважины № 0111 представлена в Таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Конструкция МФС № 0111

Название обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны, м (по вертикали)
Направление	324	50
Кондуктор	245	500
Эксплуатационная	178	2212
Хвостовик (боковой ствол)	114	1450–2212

Состав и характеристики компоновок низа бурильных труб (КНБК), применяемых на месторождениях Западной Сибири, для бурения секции под эксплуатационную колонну диаметром 146–178 мм (основной ствол) следующие: долото

диаметром 220,7 мм, винтовой забойный двигатель 195 мм, НУБТ-171 мм, забойная телесистема 171 мм, НУБТ-171 мм, СБТ-127 мм, ТБТ-127 мм, ясс-152 мм, ТБТ-127 мм, бурильные трубы 127х9,2 мм (ЗП-168-82). При бурении бокового ствола («хвостовик» диаметром 114 мм): долото диаметром 152,4 мм, винтовой забойный двигатель 120 мм, забойная телесистема 120 мм, СБТ-89 мм, ТБТ-89 мм, ясс-120 мм, ТБТ-89 мм, бурильные трубы 89х9 мм (с ЗП-127-54). И хвостовик диаметром 102 мм: долото диаметром 126,0 мм, винтовой забойный двигатель 106 мм, забойная телесистема, СБТ-89 мм, ТБТ-89 мм, ясс -102 мм, ТБТ-89 мм, бурильные трубы 89х9 мм (ЗП-108-54).

Параметры спуско-подъёмных операций в основном стволе следующие: плотность бурового раствора – 1120 кг/м<sup>3</sup>, скорость подъёма – 0,3 м/с; в БС: плотность бурового раствора – 1140 кг/м<sup>3</sup>, скорость подъёма – 0,2 м/с. Рассмотрены основные технологические операции при бурении с циркуляцией: спуск и подъём бурильной колонны, вращение над забоем, спуск и подъём обсадной колонны [82].

Зависимость изменения нагрузок на крюке буровой установки во время операций «подъём» и осевых напряжений, возникающих после достижения проектной глубины скважины (для бурильных труб) и при подъёме обсадной колонны в МСС, представлена на Рисунках 3.10–3.11 для сравнения базового и оптимизированного вариантов.

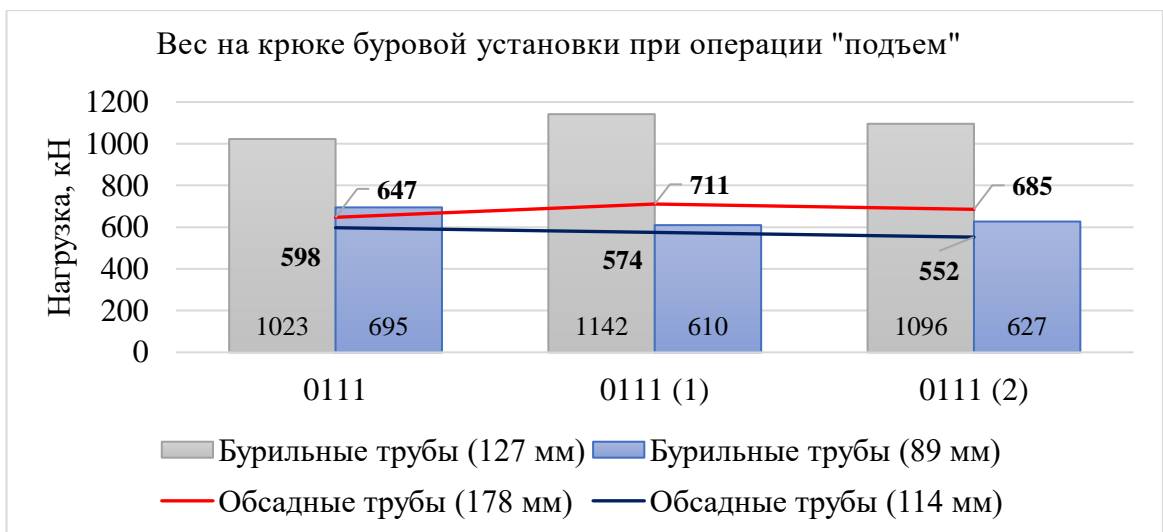


Рисунок 3.10 – Расчёт максимального веса на крюке буровой установки при бурении МФС № 0111

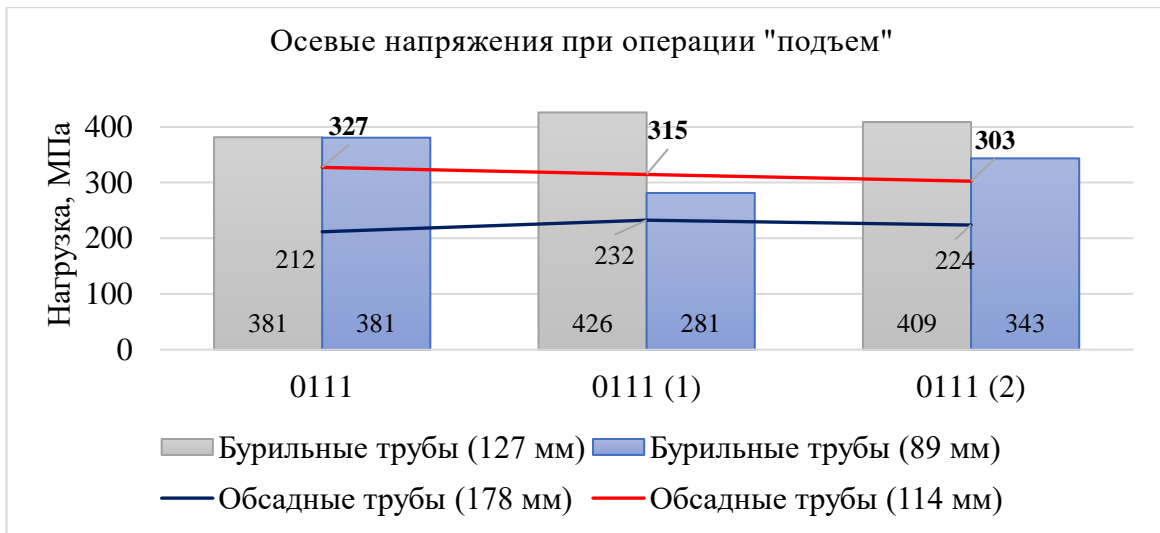


Рисунок 3.11 – Расчёт осевых напряжений при бурении МФС № 0111

Анализ полученных результатов показывает, что динамика изменения нагрузок при подъёме колонны бурильных и обсадных труб по оптимизированному профилю значительно меньше, чем по традиционной технологии (базовый вариант). Для полной оценки возможности бурения с выбранным наземным буровым оборудованием и бурильным инструментом необходимо рассчитать максимальный момент на устье при вращении колонны бурильных труб над забоем без дополнительной нагрузки, возможной при бурении. Результаты расчёта операции «вращение над забоем» представлены на Рисунке 3.12.

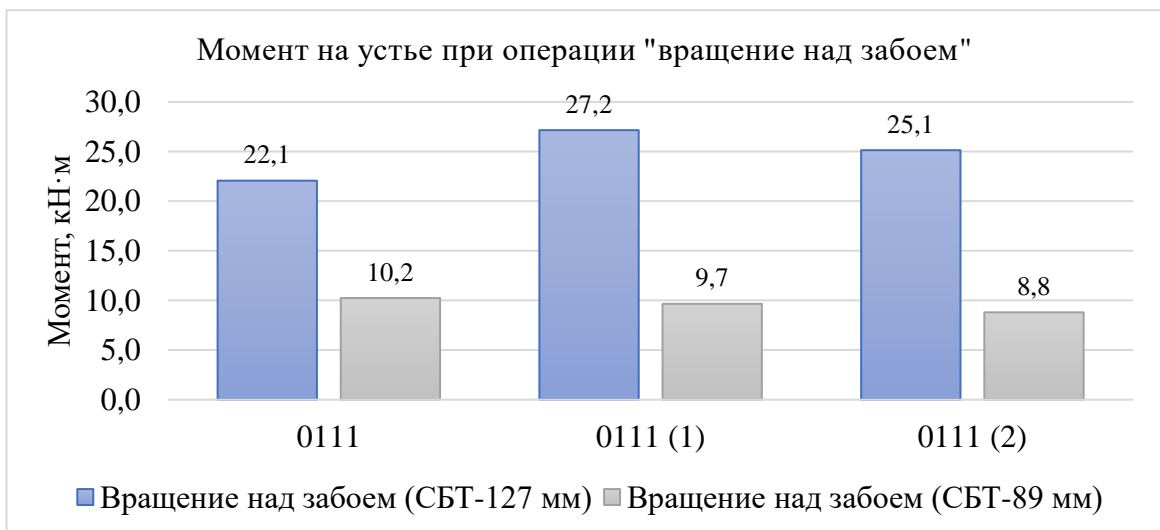


Рисунок 3.12 – Расчёт максимального момента на устье при бурении МФС № 0111

Анализ графиков изменения веса на крюке, осевых напряжений и максимального изгибающего момента на устье показал их высокую степень корреляции. При бурении БС по оптимизированному профилю наблюдается снижение нагрузок по сравнению с базовым исполнением.

Зависимость изменения нагрузок на крюке буровой установки во время операций «подъём», осевых напряжений и максимальный момент на устье при вращении колонны бурильных труб над забоем, возникающих после достижения проектной глубины скважины (для бурильных труб) и при подъёме обсадной колонны в ННС с пилотным стволом, а также максимальный момент на устье при вращении колонны бурильных труб над забоем без нагрузки, характерной для процесса бурения, представлена для базового и оптимизированного вариантов на Рисунках 3.13–3.15.

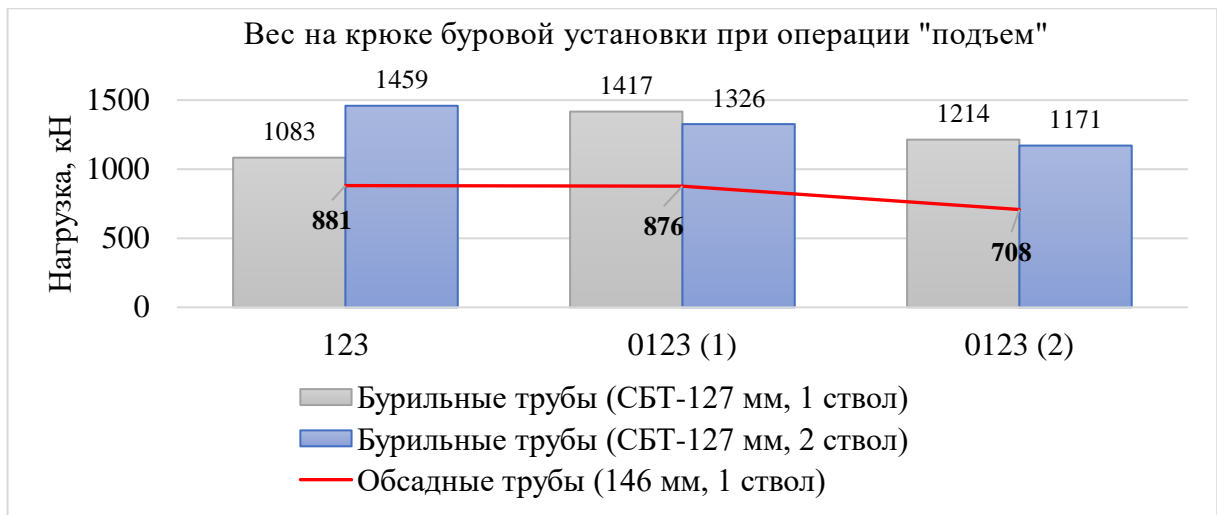


Рисунок 3.13 – Расчёт максимального веса на крюке буровой установки при бурении МФС № 0123

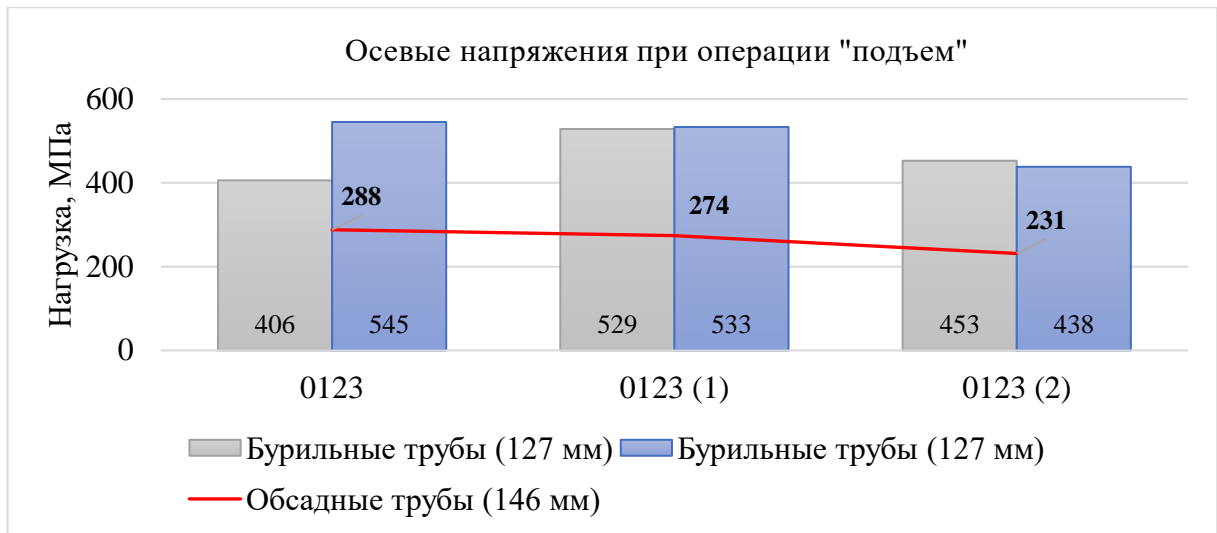


Рисунок 3.14 – Расчёт осевых напряжений при бурении МФС № 0123

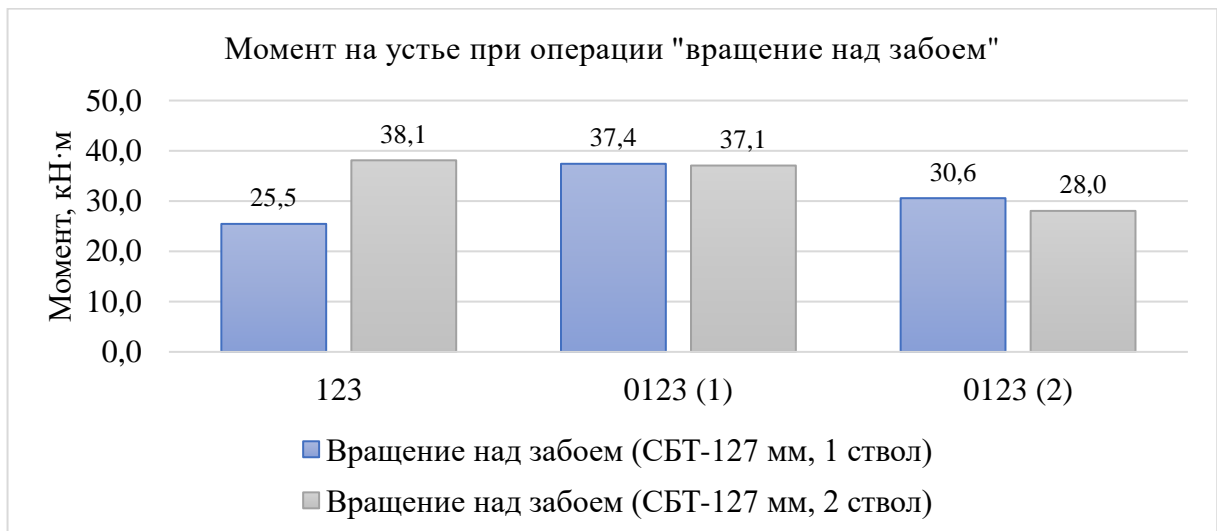


Рисунок 3.15 – Расчёт максимального момента на устье скважины при бурении МФС № 0123

Моделирование нагрузки при подъёме колонны бурильных труб в базовом варианте выявило наибольшую нагрузку при бурении пилотного ствола (2-й ствол) и максимальный момент на устье при вращении колонны над забоем. Оптимизация траектории скважины посредством алгоритма № 2 позволила снизить максимальную нагрузку при бурении на 20%, а момент на устье – на 24 %.

Строительство скважин на возвратные эксплуатационные объекты может осуществляться как после бурения, так и по прошествии определенного периода эксплуатации. Самый распространенный вариант – проведение перфорации в

эксплуатационной колонне вышележащего объекта или спуск систем совместно-раздельной эксплуатации [86, 93].

Однако система разработки для большинства месторождений отличается и зависит от конкретных геолого-физических параметров участка и добычных возможностей. Рассмотрен участок, на котором запланировано бурение БС на вышележащие объекты. В конструкции ННС, пробуренных в Западной Сибири, диаметр эксплуатационной колонны 146 мм (Таблица 3.7), что является самым распространенным [23].

Таблица 3.7 – Конструкция скважины № 0331

Название обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны, м (по вертикали)
Направление	324	50
Кондуктор	245	1130
Эксплуатационная	146	3200
Хвостовик (боковой ствол)	102	2400-3071

Зависимость изменения нагрузок на крюке буровой установки во время операций «подъём», максимальный момент на устье при вращении колонны буровых труб над забоем, возникающих после достижения проектной глубины скважины (для буровых труб) и при подъёме обсадной колонны, представлена на Рисунках 3.16–3.17 для сравнения базового и оптимизированного вариантов.

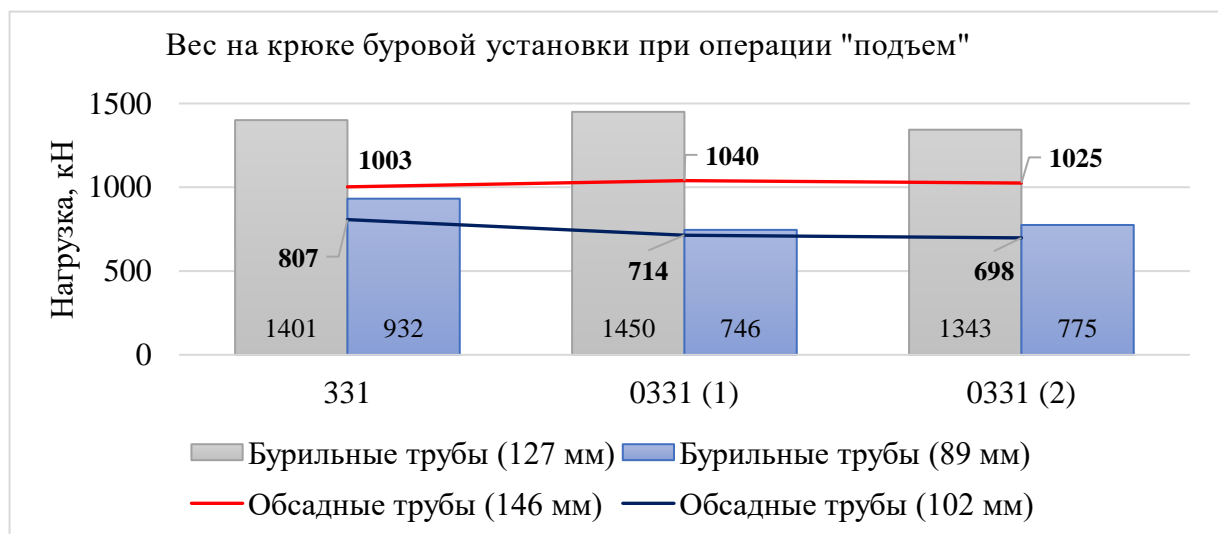


Рисунок 3.16 – Расчёт максимального веса при бурении МФС № 0331

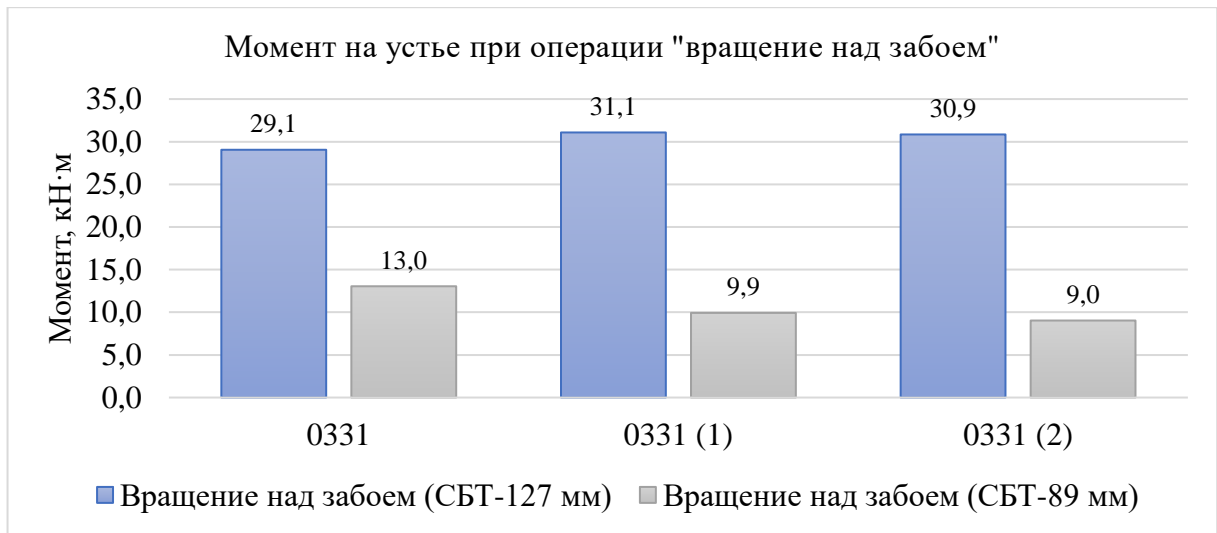


Рисунок 3.17 – Расчёт максимального момента на устье при бурении МФС № 0331

В результате оптимизации вес бурильной колонны при бурении БС снизился на 20–24% при бурении БС. При бурении основного ствола наблюдалось увеличение веса на 4% для первого варианта оптимизации (1), в то время как для второго варианта (2) вес снизился на 4%.

Результаты моделирования работы бурильной колонны при бурении и спуске обсадной колонны продемонстрировали, что нагрузки на основной ствол при использовании базового и оптимизированного профилей практически не отличаются. В то же время, для бокового ствола наблюдается снижение нагрузок более чем на 15%, что позволяет обоснованно говорить о возможности одновременного освоения двух геологических объектов посредством проводки скважин с применением предложенной методики траектории МФС.

### 3.2 Разработка алгоритма проектирования траектории многофункциональных скважин

В настоящее время построение траекторий скважин и оценка рисков пересечений с ранее пробуренными скважинами выполняются в специализированном ПО, разработанном ведущими нефтесервисными компаниями. В последние

десятилетия отечественные нефтегазодобывающие компании активно развивают собственные программные продукты [94–109].

Расчёт траектории скважин в используемых программных комплексах, как правило, осуществляется методом минимальной кривизны с применением стандартного набора инструментов, таких как «дуга-прямая», «дуга-прямая-дуга» и аналогичных. Несмотря на то, что данный подход обеспечивает адекватное проектирование скважин с учётом геологических условий и технических ограничений, он требует дальнейшей оптимизации для повышения точности и эффективности процесса бурения [110–111].

Алгоритм проектирования траектории МФС разработан с использованием общедоступных программно-методических средств:

1. Для принятия правильных решений при планировании необходимы следующие основные исходные данные:

- тип буровой установки;
- координаты геологических целей бурения;
- данные (глубина, мощность, пластовое давление, плотность флюида и т. д.) по проектному горизонту и транзитным пластам;
- способ эксплуатации, интервалы установки глубинно-насосного оборудования (для нефтяных объектов);
- длина и коридор бурения горизонтального участка;
- объём геофизических исследований при бурении и освоении;
- конструкция забоя (зацементированная колонна, открытый ствол, проведение гидроразрыва пласта, спуск фильтров и т. д.).

Изучение опыта строительства скважин на выбранном участке (месторождении) в части сведений об интервалах неустойчивых пород, осложнениях и прихватывающих явлениях, а также наличии водонасыщенных интервалов необходимо для определения глубины вырезки окна (точки разветвления стволов). Забуривание нового ствола должно осуществляться на 30–50 м выше кровли или на 10–20 м ниже подошвы неустойчивых пород [21].

2. Построение профиля скважины требует проведения расчёта траектории на основании полученных исходных данных и существующих требований или ограничений (максимальный зенитный угол при входе в продуктивный пласт, предельная интенсивность искривления на участке набора или донабора угла и т.д.).

На первом этапе проводится расчёт базовой траектории, основанный на моделировании плоского профиля и последующем анализе потенциальных пересечений с существующими скважинами с использованием специализированного программного обеспечения. В случае выявления риска пересечения разрабатывается альтернативный вариант траектории, обеспечивающий безопасную проводку в соответствии с требованиями, установленными на месторождении или буровой компанией. Далее производится определение координат точки забуривания (разветвления) БС.

На втором этапе проводится пересчёт траектории основного ствола с учётом заданной точки забуривания БС и выполняется сравнительный анализ базовой и оптимизированной траекторий на соответствие заданным условиям и параметрам профиля, включая максимальную интенсивность искривления, зенитный угол и длину участка стабилизации. При планировании траектории БС необходимо обеспечить привязку к расчётной точке разветвления с учетом смещения вверх на 10–20 м по стволу.

3. Процесс включает в себя выбор оптимального профиля и проведение инженерных расчётов, включая оценку нагрузок на бурильный инструмент. В случае отклонения расчётных параметров от требуемых для заданного профиля, осуществляется поэтапная корректировка координат точки забуривания с последующим перестроением траектории.

После уточнения координат точки разветвления выполняется анализ базового варианта расчёта. По завершении расчётов, связанных с построением профиля скважины и оценкой риска пересечений, проводятся инженерные расчёты предельных нагрузок на бурильный инструмент и обсадные колонны [112]. Блок-схема алгоритма оптимизации траектории МФС представлена на Рисунке 3.18.

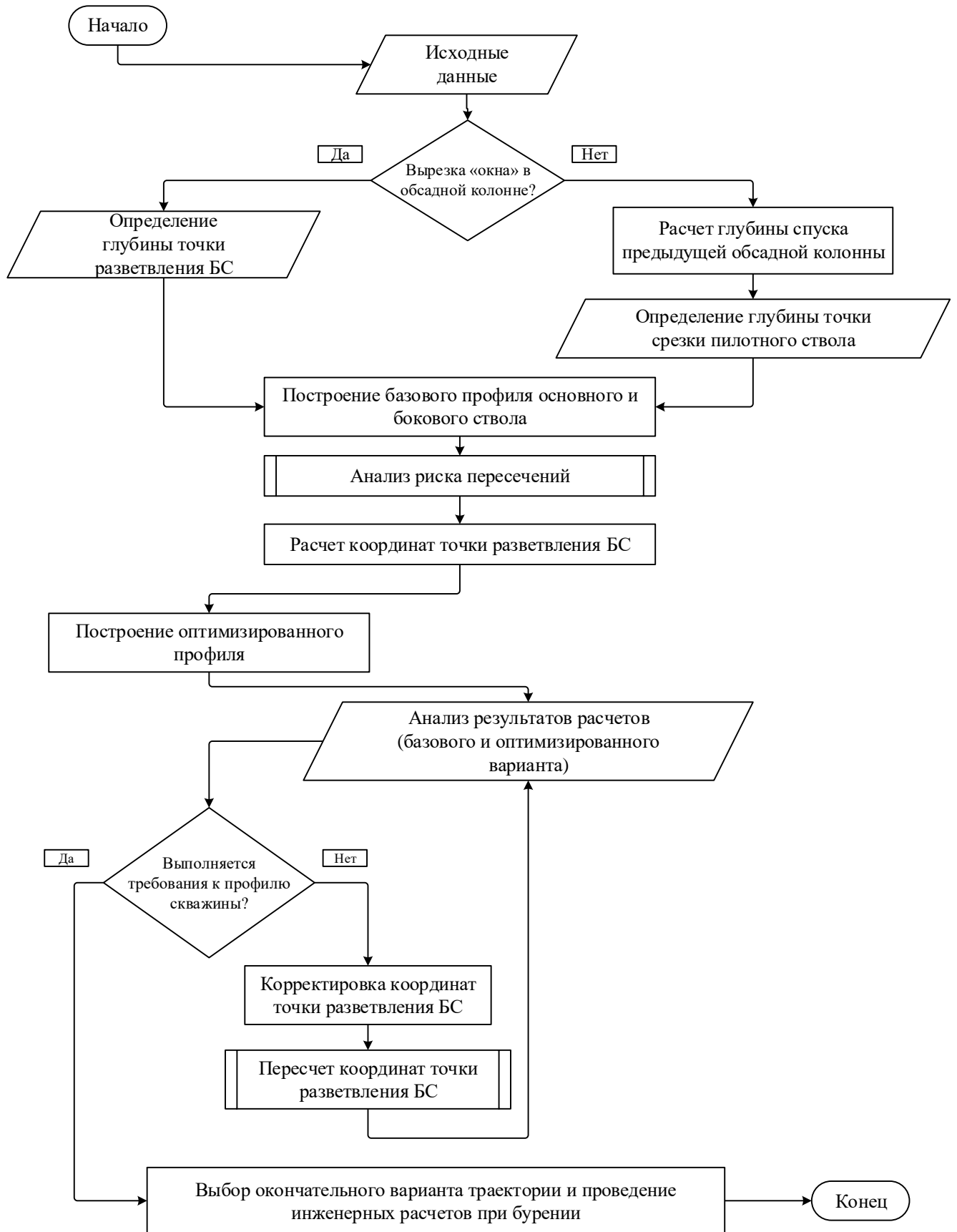


Рисунок 3.18 – Блок-схема алгоритма проектирования траектории МФС

### 3.3 Выводы по главе 3

1. Экспериментальные данные подтверждают высокую эффективность применения алгоритма № 1 при планировании МФС, предназначенных для разработки возвратных объектов. Использование данного алгоритма позволяет оптимизировать траекторию скважины, что выражается в снижении  $\Delta L$  от 30 до 178 м, уменьшении максимального  $a_{max}$  в БС на 34–62 %, и сокращении максимальной  $i_{max}$  на 15–30 %. Моделирование работы бурильной колонны показало, что при бурении БС наблюдается снижение веса бурильной колонны на 20–24 %, в то время как для основного ствола изменение незначительно.

Применение алгоритма № 2 при планировании скважин с пилотным стволом обеспечивает  $\Delta L$  от 73 до 113 м, снижение  $a_{max}$  в пилотном стволе на 21 %, и сохранение максимальной  $i_{max}$  на прежнем уровне. Моделирование работы бурильной колонны подтверждает отсутствие риска потери устойчивости бурильного инструмента при бурении, а также снижение веса при подъёме колонны бурильных труб на 20 % и момента на устье – на 24%.

2. Разработан метод корректировки результатов, полученных аналитическим определением точки разветвления БС скважины (алгоритм №1), с целью повышения точности геометрических характеристик скважины.

3. Предложена методика оптимизации траектории МФС, учитывающая геолого-технические и технологические условия бурения, основанная на нескольких алгоритмах расчета для определения координат точки забуривания БС. Применение методики позволяет корректировать положение точки разветвления и сокращать общую длину скважин примерно на 3%.

## **ГЛАВА 4. ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ОПТИМИЗИРОВАННЫХ ТРАЕКТОРИЙ ПРИ БУРЕНИИ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

### **4.1 Внедрение методики оптимизации траекторий многофункциональных скважин в программное обеспечение**

С целью повышения эффективности подготовки проектной документации в рамках интегрированной автоматизированной системы (ИАС) совместными усилиями автора и специалистов IT-отдела был разработан новый модуль W. С его помощью профильные отделы нефтегазодобывающего предприятия могут создавать, согласовывать и утверждать задания на проектирование в цифровом формате, что значительно упрощает работу. Исходные геологические данные для формирования заданий автоматически загружаются из базы данных.

В модуле W реализован контроль сроков выполнения проектов с визуализацией на индикаторной диаграмме и оповещением заинтересованных лиц. Также в модуле предусмотрена функция выгрузки рабочих файлов проекта, включая техническое задание, инструмент для анализа статистики.

Для реализации функции автоматизированного проектирования было проведено тестирование и сравнение различных программных продуктов для инженерных расчётов на рынке. Было выбрано специализированное ПО, соответствующее требованиям российских руководящих документов.

Организован обмен геолого-технической информацией между ИАС и ПО. Исходные данные из электронного задания на проектирование, сформированного в модуле ИАС, автоматически загружаются в программный модуль ПО. Это позволяет сократить время и исключить ошибки.

В рамках выполнения индивидуального заказа производитель программного обеспечения расширил функциональность модуля ПО в частности:

– доработаны шаблоны рабочих проектов на производство буровых работ по макету дочернего общества;

- включены типовые решения по профилю, конструкции и геофизическим исследованиям;
- созданы шаблоны проектных решений по профилю, конструкции, геофизическим исследованиям, буровым и тампонажным растворам для разных типов скважин;
- разработан новый модуль «Наряд на производство буровых работ», позволяющий автоматизировать процесс формирования нормативной карты на строительство скважин с графиком «глубина-день»;
- доработан модуль «Отчётность по строительству скважин», который позволяет синхронизировать проектные и фактические данные и автоматически формировать лучшую композитную скважину с привязкой по месторождению, конструкции, профилю, смещению и так далее для выработки и включения в проекты технологических решений, направленных на повышение коммерческой скорости строительства скважин.

В целях автоматизации выполнения расчётов по разработанной методике оптимизации профиля с учетом расположения точки разветвления БС в ННС на первом этапе был создан блок проектирования профиля в ПО (приложение А).

Построение траектории осуществляется согласно предложенному алгоритму. Расчёт координат точки разветвления выполняется в инструменте «Оперативное проектирование профиля», который содержит набор типовых профилей. Дальнейший расчет профиля проводится в основном модуле программного комплекса [113].

Основной вид программы представлен на Рисунках 4.1–4.2.

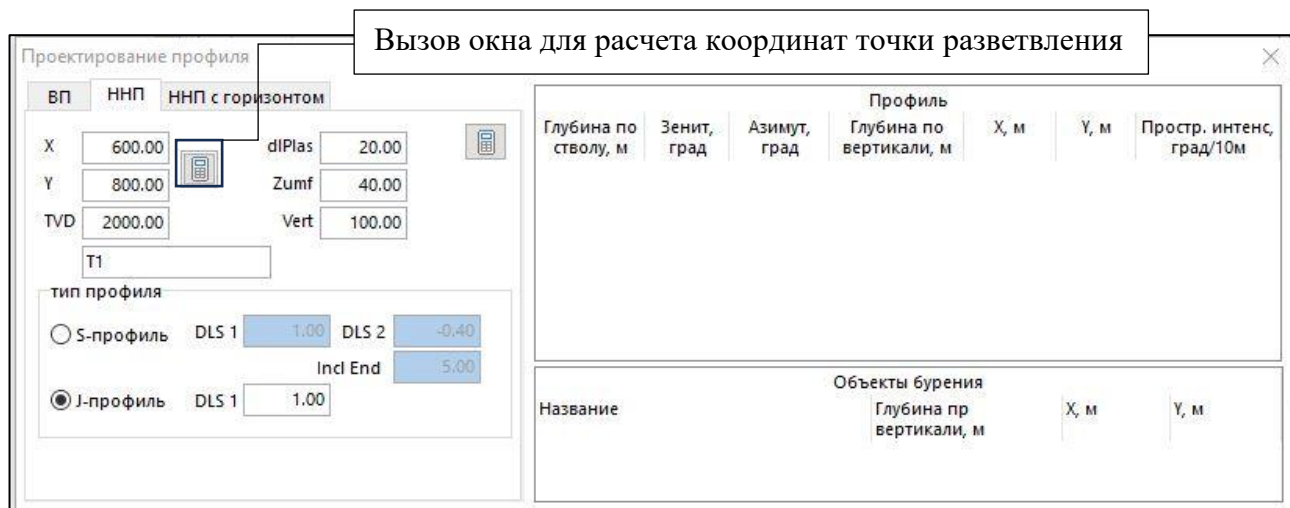


Рисунок 4.1 – Окно программы для проектирования профиля ННС

Для расчёта координат точки разветвления на заданные цели скважины необходимо кликнуть на иконку (Рисунок 4.1) и откроется новое меню с вводом данных (Рисунок 4.2).

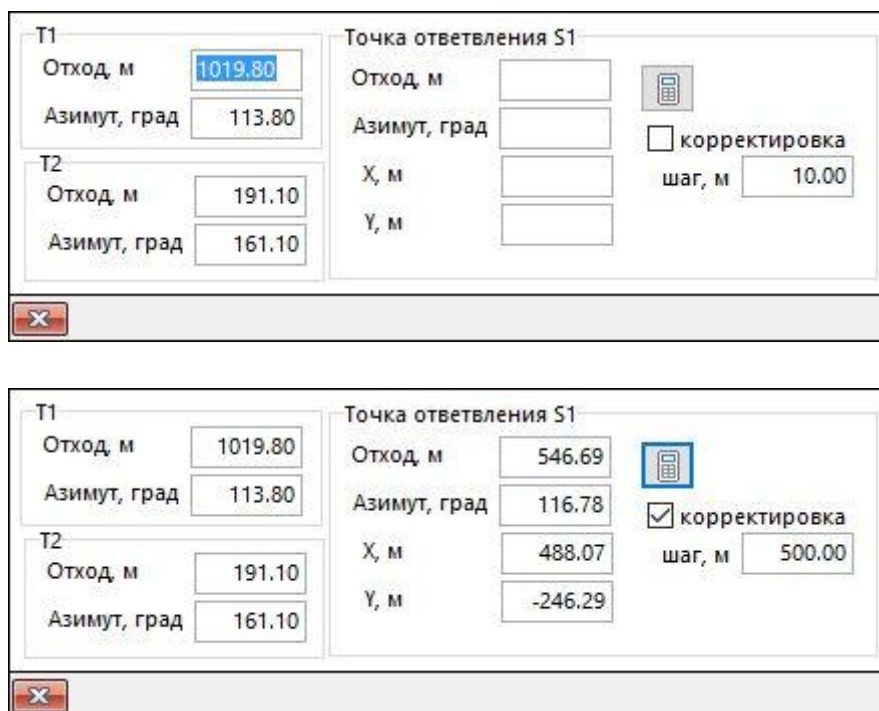


Рисунок 4.2 – Окно для расчёта координат точки разветвления

При необходимости изменения шага корректировки (подробное описание представлено в главе 3, параграф 3.1), можно включить соответствующую функцию посредством установки соответствующего индикатора.

Доработка программного обеспечения, которое имеет лицензионные ограничения, может привести к следующим последствиям:

1. Ограничение использования, например, запрет на распространение.
2. Ограничение по количеству пользователей, которые могут одновременно использовать программу.

Внедрение разработанной методики в ПО является актуальной задачей для Общества. В связи с этим, на втором этапе разработки была создана отдельная программа, содержащая два алгоритма для определения координат точки забуривания БС или дополнительного (пилотного) ствола в ННС.

Для оценки работоспособности программы, предназначенной для определения координат точки забуривания БС в МФС, была проведена проверка на основе двух алгоритмов: первый – основан на формуле 2.7 (описано в главе 2, параграф 2.3), второй – на расчётной схеме, представленной в главе 2, параграф 2.2 (формулы 2.1-2.3). В качестве тестовых данных использовались модели реальных скважин и три типа скважин с различным расположением устья и забоя (см. главу 2).

В рамках этапа апробации была подготовлена тестовая версия программы, включающая детализацию результатов расчётов и последовательный алгоритм размещения геологических целей скважин с шагом один градус в азимутальном направлении. Общий вид программы представлен на Рисунке 4.3.

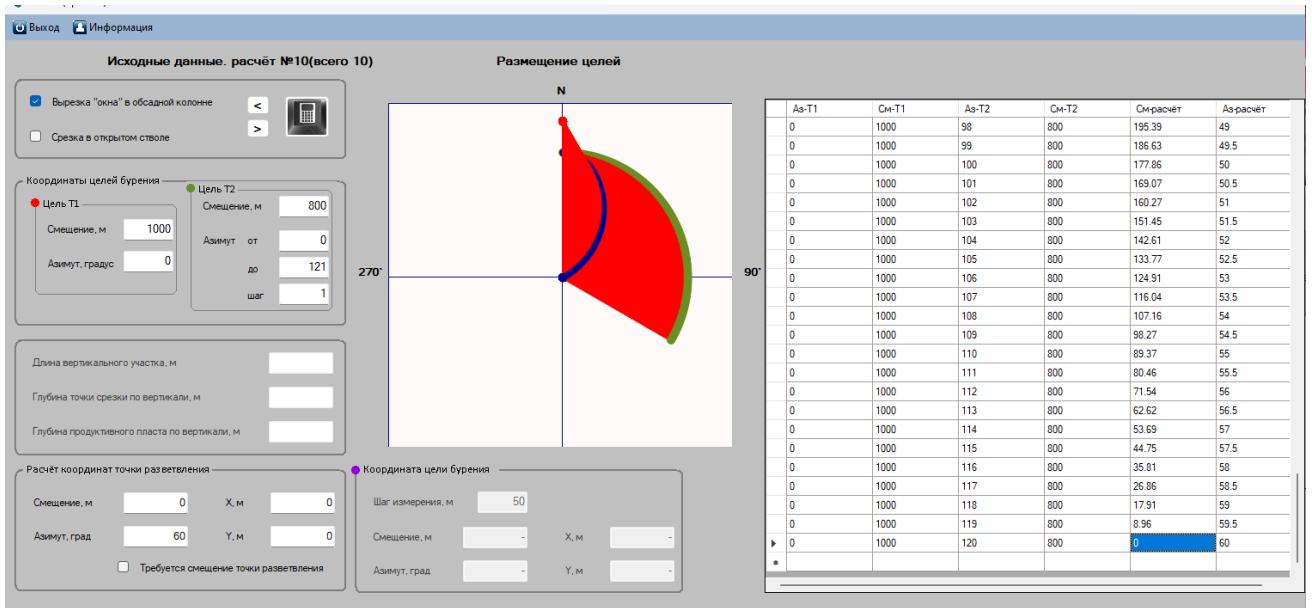


Рисунок 4.3 – Окно программы с вариативным диапазоном

С помощью другой программы были визуализированы полученные расчётные данные о координатах точки разветвления [114]. Результаты представлены на Рисунках 4.4 и 4.5.

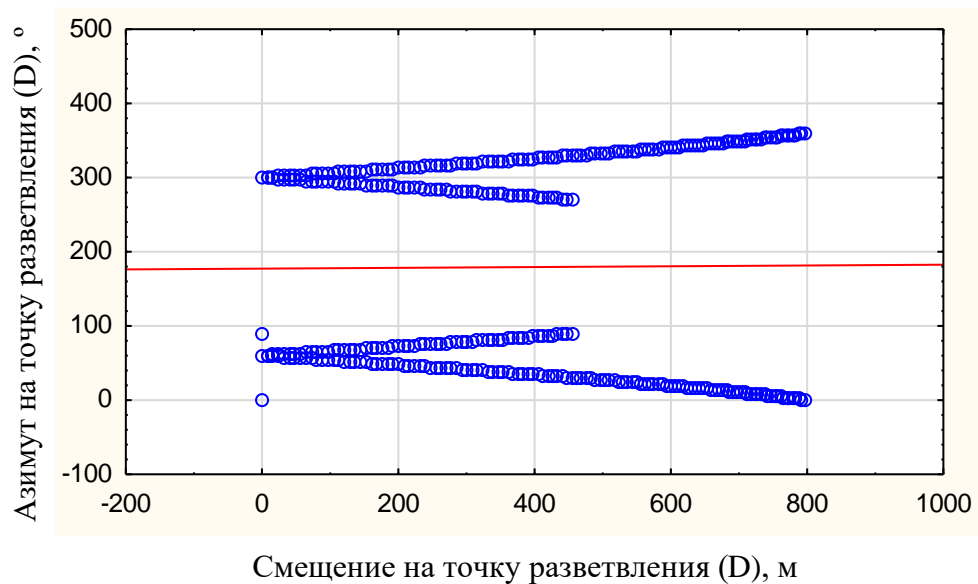


Рисунок 4.4 – Диаграмма рассеяния, рассчитанная с использованием алгоритма № 1

На Рисунке 4.4 представлен результат расчёта координат точки разветвления, полученный с использованием алгоритма № 1. Расчёт выполнен для двух геологических целей:  $T_1$  (800;0) и  $T_2$  (800;1–360). Азимутное направление изменяется в пределах от 1 до 360 градусов.

Анализ гистограммы показывает, что при увеличении разницы между азимутами до 120 градусов наблюдается тенденция к снижению смещения точки  $D$ . Превышение этого значения приводит к росту смещения до установившегося уровня, после чего наблюдается повторение цикла. Полученные данные указывают на целесообразность ограничения диапазона размещения геологических целей бурения значением 120 градусов.

Отсутствие требования к дополнительным условиям проверки исходных данных делает алгоритм № 2 более гибким и удобным в использовании (Рисунок 4.5).

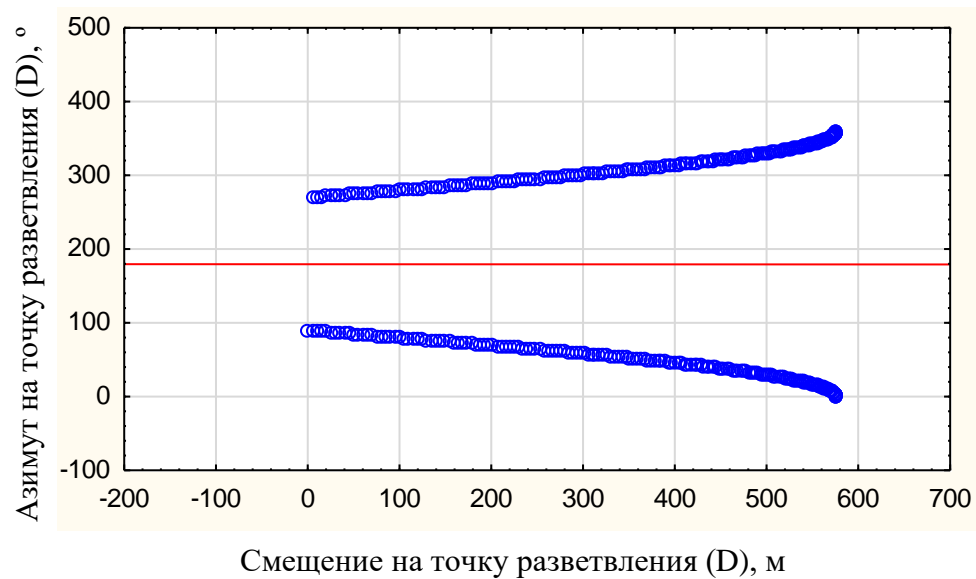


Рисунок 4.5 – Диаграмма рассеяния, рассчитанная с использованием алгоритма № 2

Результаты расчета для геологических целей  $T_1$  (800; 0) и  $T_2$  (800; 1–360) показали, что на отметки в 180 градусов расстояние от устья до точки разветвления равно нулю. После этой отметки расстояние начинает увеличиваться. Это означает, что до отметки 180 градусов обе цели находятся на одной прямой линии от устья, а после этой отметки они начинают расходиться в разные стороны.

Программа, сочетающая вариационное исчисление и геометрическое моделирование, автоматически выполняет необходимые проверки, что обеспечивает снижение вероятности ошибок и повышение надежности вычислений.

Свидетельство о государственной регистрации программы представлено в приложении Б [115]. Общий вид программы представлен на рисунке 4.6.

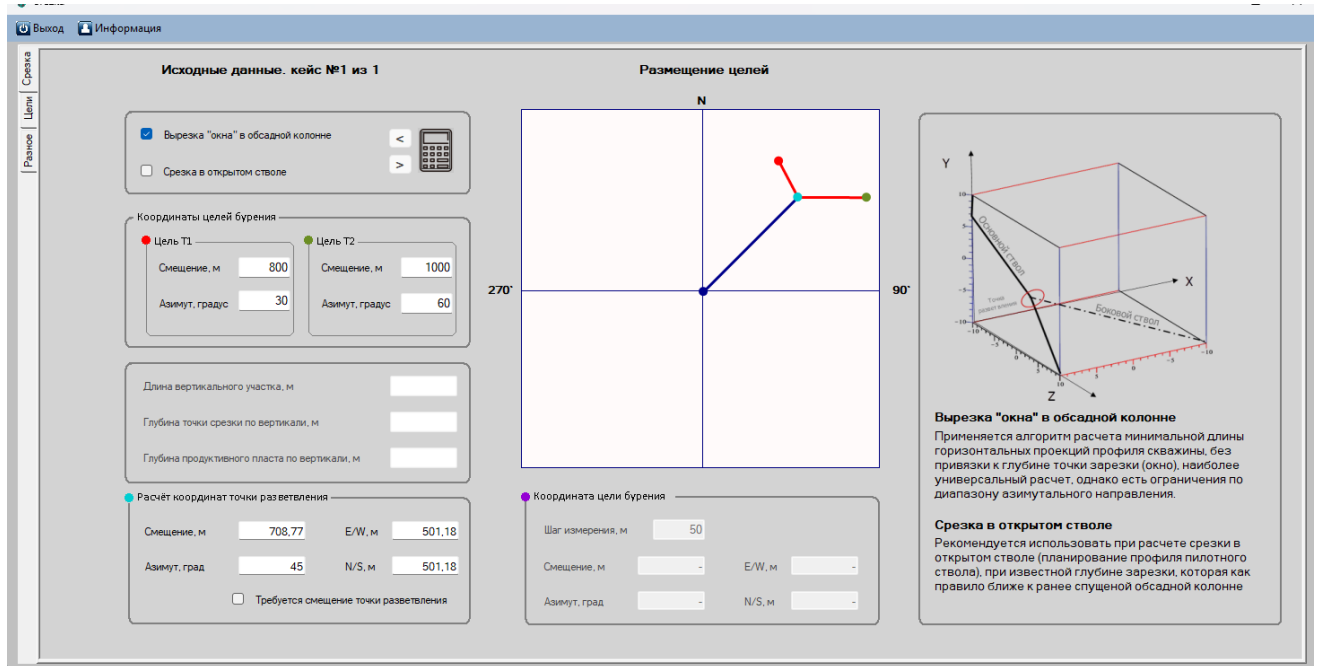


Рисунок 4.6 – Окно программы

После ввода исходных данных (координат двух объектов бурения) и выбора метода расчёта в соответствии с технологией забуривания БС, результаты отображаются в локальной системе координат с визуализацией местоположения объектов на плане. Цветовая индикация позволяет оперативно оценить взаимное расположение объектов, что способствует оптимизации процесса принятия решений и планирования дальнейших работ.

В случае необходимости корректировки точки забуривания изменения координат отображаются на плане относительно выбранного шага (Рисунок 4.7).

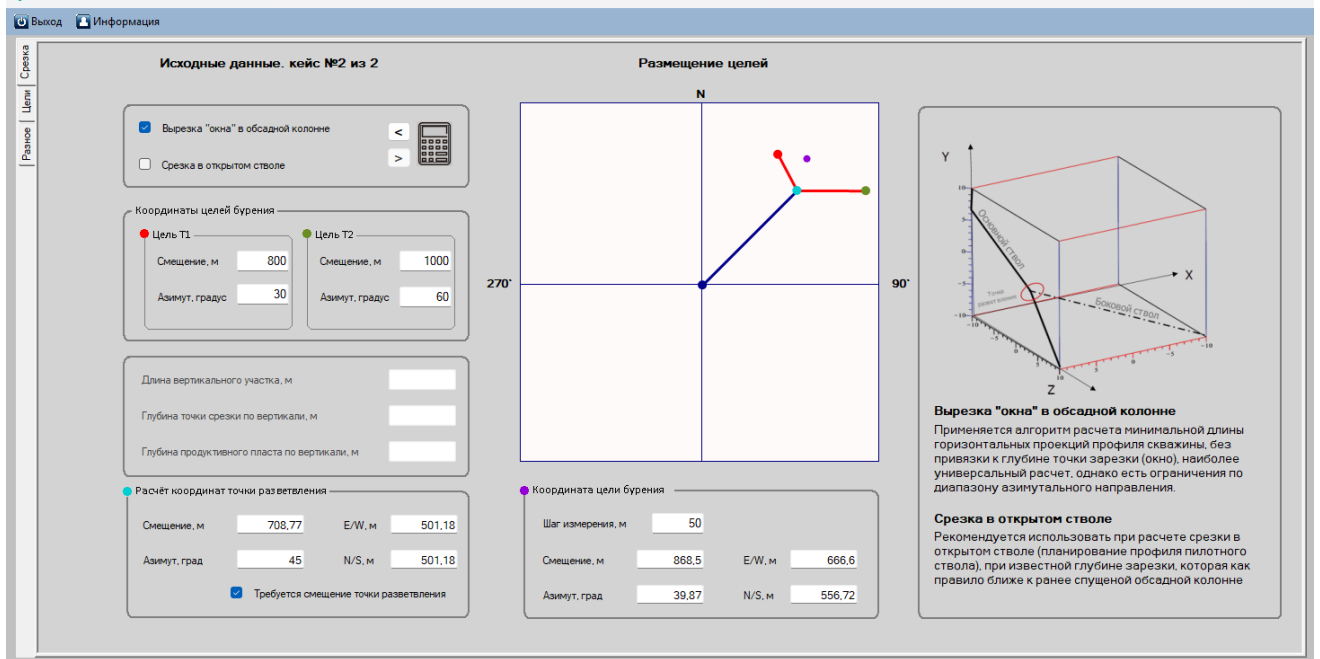


Рисунок 4.7 – Окно программы в процессе корректировки точки разветвления БС

При изменении условий бурения, например, при проведении операции забуривания пилотного ствола, требуется выбор соответствующих параметров с учетом дополнительных данных о длине вертикального участка, предполагаемой глубине срезки и глубине продуктивного пласта (Рисунок 4.8).

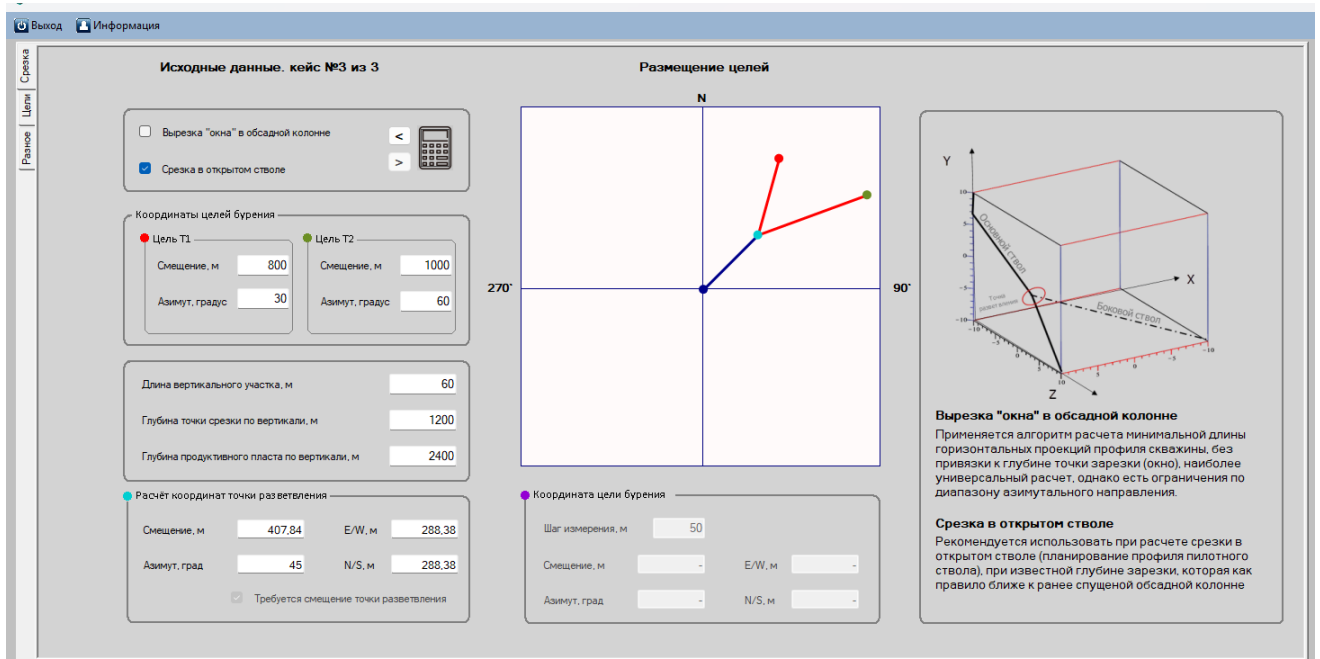


Рисунок 4.8 – Интерфейс программы на этапе расчёта точки забуривания пилотного ствола

Программное обеспечение поддерживает сохранение истории расчётов, что позволяет оперативно восстановить предыдущие результаты при необходимости. Данная функциональность особенно полезна при решении сложных задач, требующих анализа альтернативных вариантов или внесения корректировок.

Дополнительным инструментом оценки фактической траектории скважины до рассматриваемого участка вырезки «окна» является коэффициент пространственной извилистости ( $K_{пр.изв.}$ ), алгоритм расчёта которого предложен в работе [116]. Интерфейс программы с работой в модуле расчёта  $K_{пр.изв.}$  представлен на Рисунке 4.9.

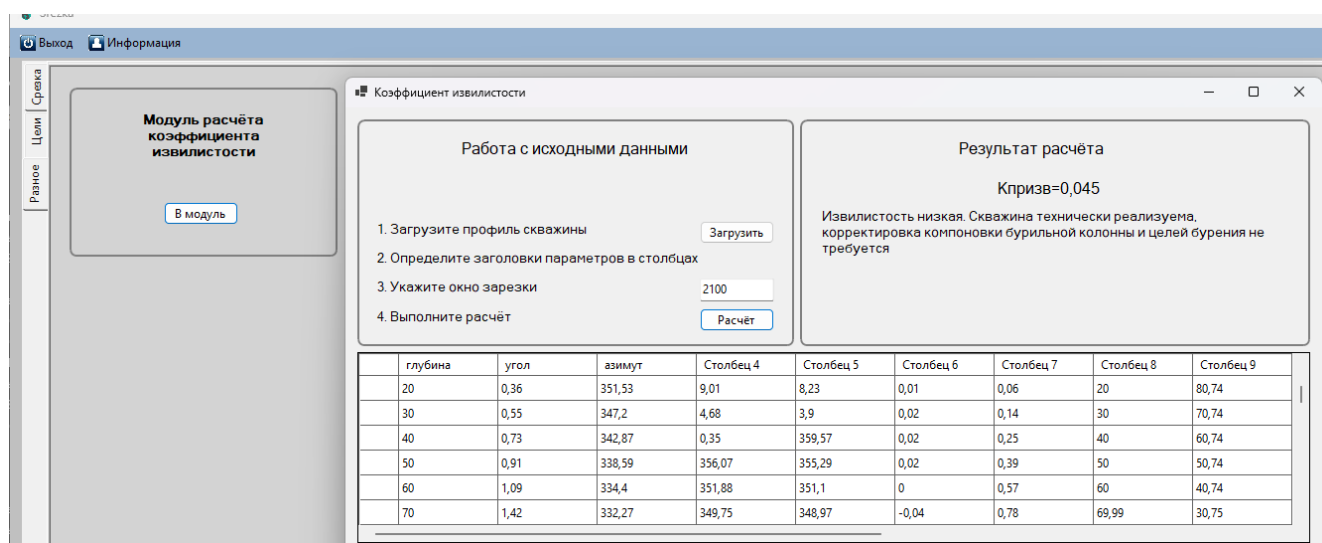


Рисунок 4.9 – Интерфейс программы на этапе расчета коэффициент пространственной извилистости

Авторами сформирована выборка данных инклинометрии из более чем ста скважин. В рамках анализа выполнены расчёты  $K_{пр.изв.}$  и оценка максимальных напряжений, возникающих при бурении и креплении БС. Результатом проведенных расчётов является сформированный массив данных, подлежащий дальнейшей обработке и анализу.

Установлено, что с увеличением численного значения  $K_{\text{пр.изв.}}$  в интервале зарезки БС наблюдается возрастание нагрузок на бурильный инструмент, достигающих критических значений. В результате анализа расчётных данных разработана схема классификации скважин по категориям извилистости:

1.  $K_{\text{пр.изв.}} < 0,10$  — низкая извилистость, корректировка компоновки бурильной колонны и целей бурения не требуется.

2.  $0,10 \leq K_{\text{пр.изв.}} < 0,15$  — средняя извилистость, к повышению технической реализуемости могут привести такие изменения, как корректировка первичных целей, внесение изменений в компоновку бурильной колонны и режим бурения.

3.  $K_{\text{пр.изв.}} > 0,15$  — высокая извилистость, рекомендуется исключить данную скважину из рассмотрения в качестве кандидата на бурение БС.

Эффективность бурения БС определяется совокупностью геологических и технических факторов, которые необходимо учитывать при выборе перспективных скважин. Коэффициент пространственной извилистости материнского ствола оказывает существенное влияние на нагрузки, воздействующие на буровой инструмент; увеличение данного коэффициента связано со снижением вероятности успешной реализации БС [116].

#### **4.2 Апробация разработанной методики оптимизации траекторий многофункциональных скважин**

В дочернем обществе с 2014 по 2015 годы в рамках программы опытно-промышленных работ и внедрения новых технологий было пробурено несколько МННС. Эти скважины были построены с использованием технологии формирования стыка TAML-4 и системы предварительно фрезерованного «окна» в алюминиевой защитной оболочке [92, 117].

Бурение МННС проводилось для одного эксплуатационного объекта. В основной ствол была спущена эксплуатационная колонна диаметром 178 мм, а также пробурен БС с установкой «хвостовика» диаметром 114 мм. В интервале пласта произведена перфорация. В оснастке эксплуатационной колонны в интервале

вырезки «окна» установлено предварительно фрезерованное «окно» в алюминиевой оболочке.

В процессе спуска эксплуатационной колонны необходимо установить фрезерованное «окно» в нужном направлении путём её вращения. Проводятся ГИС для определения положения защёлочного соединения, в котором будет зафиксирован клин-отклонитель. Затем «окно» фрезеруется с помощью двух фрез по стандартной технологии. После завершения бурения и цементирования БС для извлечения клин-отклонителя используется специальная обрубочная труба.

Автором выполнена разработка и расчёт траектории МННС, принимая во внимание оптимальное расположение точки забуривания БС. Конструкция МННС № 1301 представлена в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Конструкция МННС № 1301

Название обсадной колонны	Диаметр обсадной колонны, мм	Глубина спуска обсадной колонны, м	
		по вертикали	по стволу
Направление	324	50	50
Кондуктор	245	1020	1133
Эксплуатационная	178	2840	3240
Хвостовик (боковой ствол)	114	2319–2840	2665–3273

После бурения БС до проектной глубины были проведены ГИС, опрессовка бурильного инструмента, шаблонирование ствола скважины, спуск «хвостовика», цементирование с последующим обуриванием и извлечением клин-отклонителя. Скважина переведена в эксплуатацию со спуском ГНО в основной ствол. Проектная глубина точки забуривания БС составила 2663 м, при этом установка клинового отклонителя была произведена в интервале 2661–2665 м. Сравнительная оценка проектной (включая базовую) и фактической траекторий представлена на Рисунке 4.10.

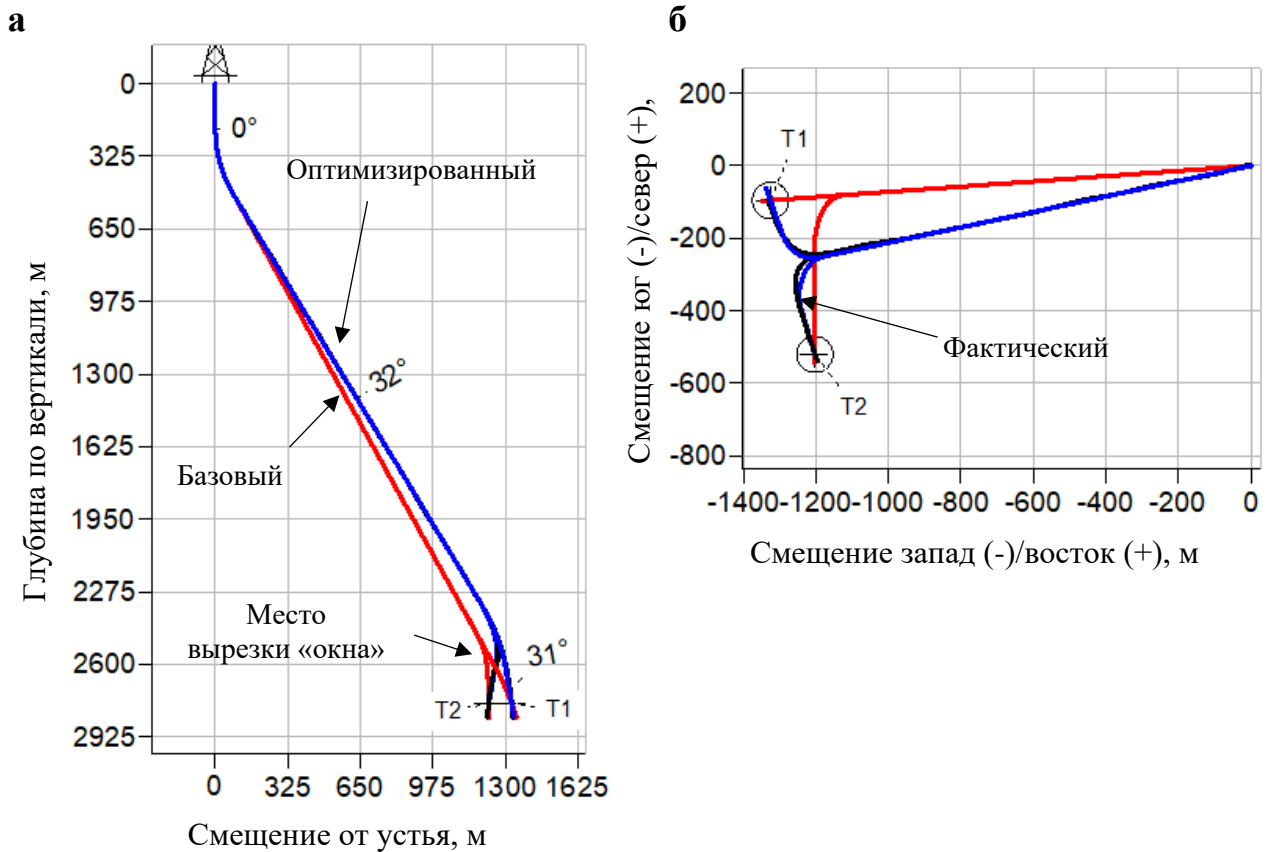


Рисунок 4.10 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция МННС № 1301

В результате оптимизации траектории МННС № 1301 удалось сократить общую длину основного ствола и БС на 263 м. Максимальный зенитный угол БС уменьшился с 79 до 42 градусов. Проектная и фактическая траектория МННС представлена в Приложении В.

Предложенный метод планирования траектории МННС включён в проектную документацию для строительства таких скважин на двух месторождениях, с прохождением государственной экспертизы (Приложение Г).

В процессе бурения на месторождении приоритетное внимание уделяется контролю соответствия фактических траекторий заданным проектным параметрам, оценке риска пересечения с другими скважинами и своевременной корректировке текущих траекторий. Для обеспечения эффективной разработки месторождений при кустовом методе бурения требуется непрерывная оптимизация проектных траекторий с учётом прогресса в технологиях и методах строительства.

Снижение затрат на строительство скважин во многом обусловлено их оптимальной глубиной (по стволу). Выбор метода бурения, применяемого для освоения месторождений, напрямую влияет на эту глубину. В Западной Сибири в качестве стандартного подхода используется кустовое бурение. Схема разработки месторождения, определяющая расположение добывающих и нагнетательных скважин, зависит от расстояний между пересечениями продуктивных пластов – геологических целей бурения.

Успешным примером применения разработанной методики является бурение скважины с разведочными пилотными стволами на месторождении С. При построении ГС и бурении двух пилотных стволов (на геологические цели  $T_1$  и  $T_2$ ) рекомендовано оптимизировать траекторию скважины, учитывая точку забуривания на второй пилотный ствол (Рисунок 4.11).

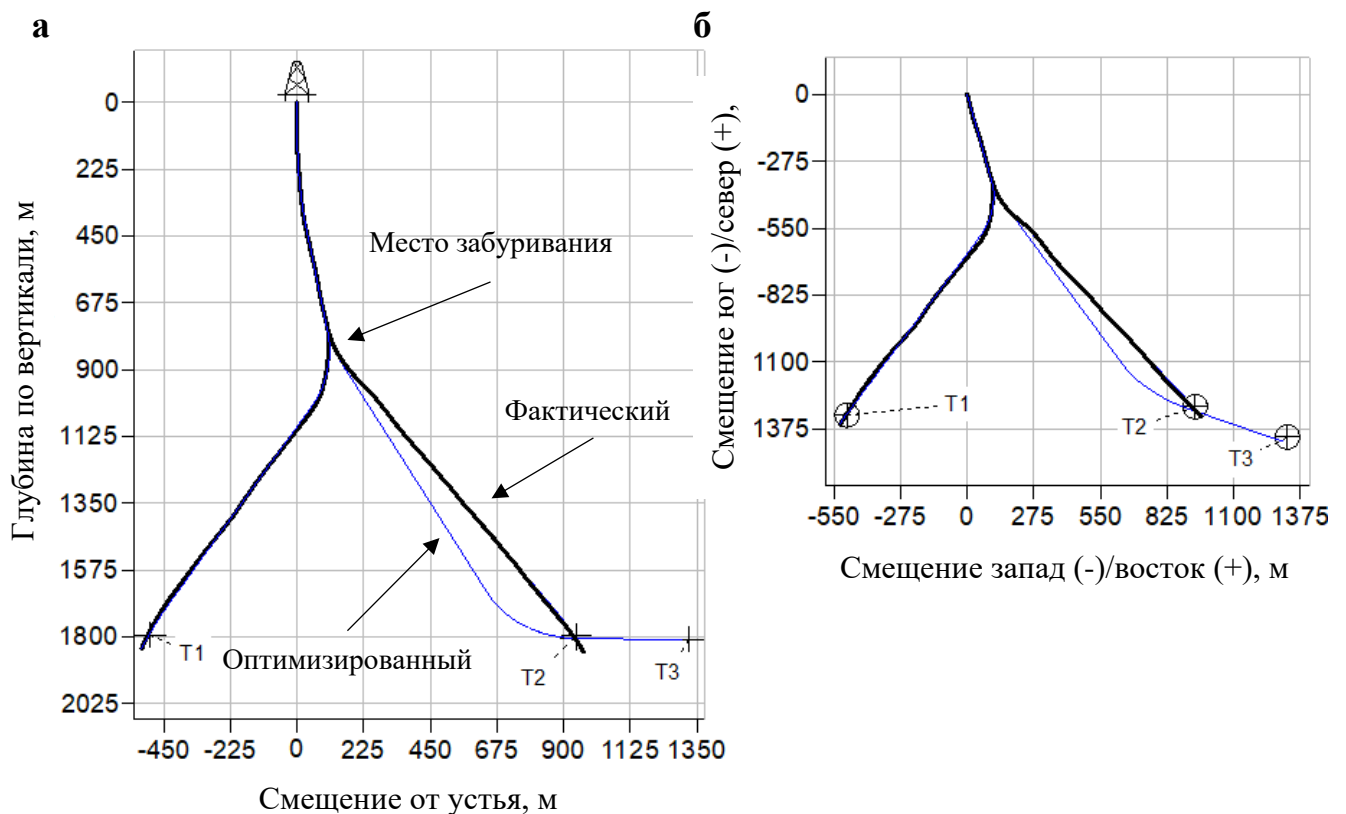


Рисунок 4.11 – Вертикальная (а) и горизонтальная (б) проекция ННС № 1302

В 2020 году была пробурена скважина, однако по результатам ГИС установлено, что бурение ГС не оправдано с экономической точки зрения. В скважину

спущена эксплуатационная колонна диаметром 146 мм, после чего она была переведена в нагнетательный фонд [117–118].

Инновационное применение методики заключается в создании разведочных скважин с одним пилотным стволом на перспективных лицензионных участках. Это позволит существенно сократить расходы на проектно-изыскательские работы и уменьшить сроки их выполнения. Скважины, предназначенные для доизучения, обозначаются литерой «Е», как показано на Рисунке 4.12.



Рисунок 4.12 – Фрагмент плана

В 2024 году пробурена разведочная скважина с пилотным стволом для более детального исследования пограничных зон. Забуривание пилотного ствола выполняется ниже глубины спуска кондуктора, а основной ствол имеет вертикальный профиль. По расчётам максимальный зенитный угол пилотного ствола составил  $54^\circ$ , что потребовало дополнительных мер для обеспечения безопасного бурения на участке стабилизации. Изменение подходов к построению таких траекторий позволит значительно сократить максимальный зенитный угол и общую длину

скважины. На Рисунке 4.13 представлены профиль разведочной скважины, построенный по традиционной технологии, и оптимизированный вариант.

Оптимизация профиля разведочной скважины с пилотным стволом позволила сократить общую длину бурения на 80 м. При этом параметры профиля пилотного ствола значительно улучшились: зенитный угол был снижен с  $54^\circ$  до  $45^\circ$ . Эти изменения существенно снизили риски осложнений, возникающих при бурении и проведении геофизических исследований.

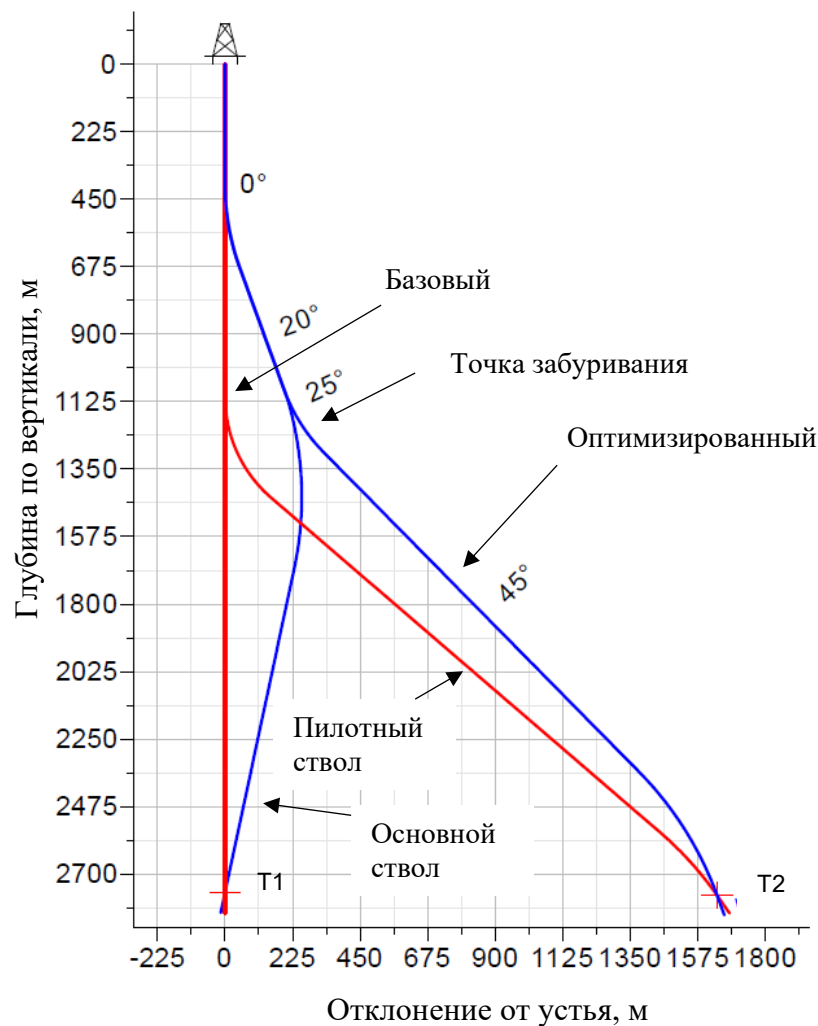


Рисунок 4.13 – Профиль разведочной скважины с пилотным стволом

Полный перечень скважин, пробуренных по предложенной концепции планирования МФС, представлен в Приложении Г.

В целом, внедрение методики оптимизации траектории МФС позволило повысить эффективность бурения и снизить затраты на строительство скважин. Это подтверждает необходимость дальнейшего развития и применения данной методики в практике бурения.

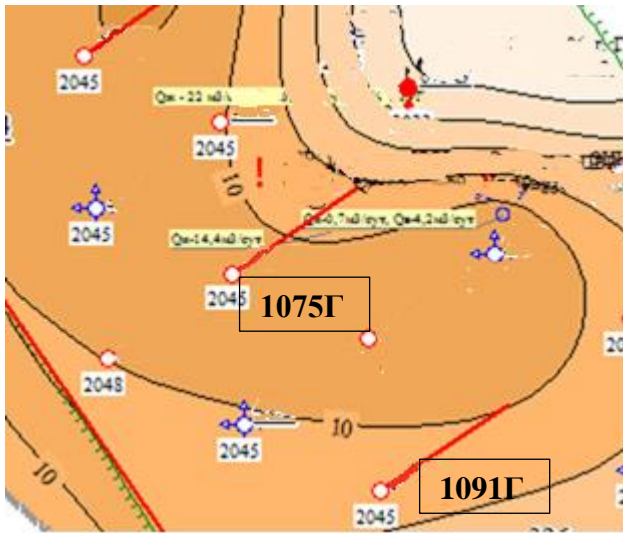
### **4.3 Технико-экономическое обоснование эффективности применения многофункциональных скважин на возвратные эксплуатационные объекты**

Большинство крупных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеют длительную историю разработки и характеризуются высокой степенью выработки запасов. Основная доля добычи нефти обеспечивается эксплуатационными объектами, пробуренными собственным фондом скважин и являющимися основными по запасам нефти. По мере разработки этих объектов открываются дополнительные пласты со значительно меньшими запасами и фильтрационно-ёмкостными свойствами. Для их разработки обычно предусматривается возвратный фонд и в настоящее время они часто эксплуатируются единичными скважинами [93, 119–121].

Актуальность своевременного вовлечения возвратного фонда в активную разработку повышает значимость ГТМ, направленных на извлечение запасов и увеличение нефтеотдачи пласта.

На технико-экономические показатели строительства БС влияет фактический диаметр эксплуатационной колонны. На месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, большинство скважин были пробурены с использованием эксплуатационной колонны диаметром 146 мм. В процессе последующего капитального ремонта в них устанавливаются «хвостовики» диаметром 102 мм или, в некоторых случаях, 114 мм. Уменьшение диаметра открытого ствола может привести к потере осевой устойчивости бурового инструмента малого размера, снижению механической скорости бурения и качеству выполнения операций по срезке в скважинах с разветвлённо-горизонтальным окончанием [122–121].

В процессе разработки месторождения планирование объектов, подлежащих возврату, иногда осуществляется на позднем этапе эксплуатации месторождения или участка. Один из таких примеров показан на Рисунке 4.14.



а) Размещение скважин на объект ЮС

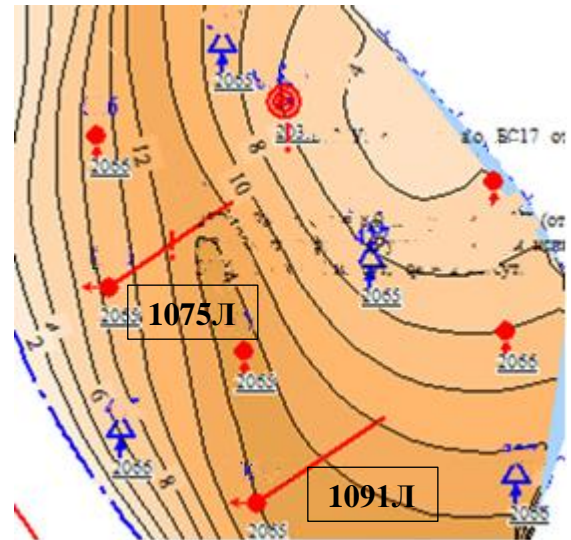
б) Размещение скважин на объект БС<sub>17</sub>

Рисунок 4.14 – Проектный фонд скважин на рассматриваемом участке

На Рисунке 4.14а показано размещение проектного фонда на пласт ЮС, запланированных к бурению в 2045 году, а также на скважинах 1075Г и 1091Г – в 2065 году для бурения БС на вышележащий объект БС<sub>17</sub> (Рисунок 4.14б).

С учётом существующих решений выполнено технико-экономическое обоснование строительства скважин на возвратные эксплуатационные объекты на месторождении И с применением методики оптимизации траекторий для различных вариантов конструкции скважин. В соответствии с информацией, представленной в главе 3, предлагается рассмотреть два варианта конструкции скважины № 0331:

1. В первом варианте диаметр эксплуатационной колонны составляет 178 мм.
2. Во втором варианте диаметр эксплуатационной колонны равен 146 мм.

Базовый вариант включает строительство МФС с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм, последующее бурение БС в течение трехлетнего периода эксплуатации и спуск «хвостовика» диаметром 102 мм. Изменение стоимости строительства представлено в Таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Экономическая оценка стоимости МФС (в ценах 2024 года)

Наименование	Удорожание ННС, %	Удешевление строительства БС, %	Эффект от мероприятий, %
Изменение затрат (диаметр колонны 146 мм)	0,8	-6,7	-5,9
Изменение затрат (диаметр колонны 178 мм)	5,8	-6,9	-1,1

Применение эксплуатационной колонны диаметром 178 мм в ННС с последующим изменением эксплуатационного объекта приведет к удорожанию на 4,5% за счёт увеличения металлоёмкости, но позволит расширить эксплуатационные возможности. За счёт уменьшения длины БС расходы при использовании эксплуатационной колонны диаметром 146 мм сокращаются на 6,7 %, диаметром 178 мм – на 6,9 %.

Потенциальный эффект от мероприятий (удлинение ствола ННС и уменьшение длины БС) составил: для скважины с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм – 5,9%, а для скважины с эксплуатационной колонной диаметром 178 мм – 1,1%.

Использование методики оптимизации позволяет сократить объём проходки по скважине, что обеспечивает возможность применения обсадной колонны диаметром 178 мм. В результате этого расширяются варианты выбора способа заканчивания БС: можно использовать «хвостовик» диаметром 114 мм или спустить компоновки ОРД [124–127].

#### 4.4 Выводы по главе 4

1. Разработанное аналитическое выражение для определения координат точки забуривания БС интегрировано в специализированное ПО (Приложение А). На месторождениях Западной Сибири внедрение данного решения реализовано путем автоматизации процессов вариационного исчисления и геометрического моделирования в программном продукте собственной разработки (Приложение Б).

2. Апробация разработанной методики оптимизации траекторий МФС на месторождениях дочернего общества подтвердила достижение положительного экономического эффекта, выраженного в снижении капитальных затрат на строительство скважин примерно на 2,5–6,2 %. Методика применяется при разработке проектной документации на строительства МФС (Приложении Г).

3. Применение концепции определения точки разветвления при проектировании траектории МФС на семи скважинах сложнопостроенных месторождений дочернего общества позволило сократить общую проходку по скважинам на 1,5–3,0% (Приложении Г).

4. Выполнено технико-экономическое обоснование строительства скважин на возвратные эксплуатационные объекты для двух вариантов конструкции скважин с использованием разработанной методики. Потенциальный эффект от мероприятий (удлинение ствола ННС и уменьшение длины БС) оценивается в 5,9% для скважины с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм и 1,1% для скважины с эксплуатационной колонной диаметром 178 мм.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основе проведенного исследования обоснована целесообразность оптимизации траекторий МФС. Определено оптимальное положение точки разветвления БС, обеспечивающее проектирование разветвленной траектории скважины с минимальной длиной без изменения первоначальных координат целевых точек.

2. Разработан алгоритм аналитического расчёта, позволяющий определить оптимальное положение точки разветвления БС в МФС. Предложенное решение обеспечивает минимизацию общей длины скважины при соблюдении заданных параметров профиля (зенитного угла и интенсивности искривления), что обосновано учётом нелинейной зависимости между длиной горизонтальной проекции и параметрами точки разветвления.

3. Предложена методика оптимизации траектории МФС, учитывающая геолого-технические и технологические условия бурения, основанная на нескольких алгоритмах расчета для определения координат точки забуривания БС. Применение методики позволяет оптимизировать положение точки разветвления, что обеспечивает сокращение общей длины скважин примерно на 3%.

4. Апробация разработанной методики (реализованной в программном продукте) на семи скважинах месторождений со сложным геологическим строением подтвердила её эффективность, обеспечив снижение капитальных затрат на бурение разветвленных скважин примерно на 2,5–6,2 %.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

БС – боковой ствол

БГС – боковой ствол с горизонтальным окончанием

БРГС – боковой ствол с разветвлённо-горизонтальным окончанием

БННС – боковой ствол с наклонно-направленным окончанием

ВЗД – винтовой-забойный двигатель

ГС – наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием

ГИС – геофизические исследования скважин

ГНО – глубинно-насосное оборудование

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ЗП – приварного замка для бурильных труб

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

МЗС – многозабойная скважина

МСС – многоствольные скважины

МННС – многоствольная наклонно-направленная скважина

МФС – многофункциональная скважина

ННС – наклонно-направленная скважина

НУБТ – немагнитная утяжелённая бурильная труба

ОРД – одновременно-раздельная добыча

ПО – программное обеспечение

ПТД – проектный технический документ

СБТ – стальные бурильные трубы

СПО – спуско-подъёмные операции

РГС – разветвлённо-горизонтальная скважина

ТБТ – толстостенные бурильные трубы

ТИУ – ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

ТЭП – технико-экономические показатели

УБТ – утяжелённая бурильная труба

ЭО – эксплуатационный объект

ERD – Extended Reach Drilling

DDI – Directional Difficulty Index

TAML – Technology Advancement of Multilaterals (международная классификация заканчивания многоствольных скважин)

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бембель, С. Р. Моделирование сложнопостроенных залежей нефти и газа в связи с разведкой и разработкой месторождений Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Бембель Сергей Робертович. – Тюмень, 2011. – 242 с. – EDN QFKJTF.
2. Никонова, К. С. Определение закономерностей изменения газового фактора при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири / К. С. Никонова // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XXV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию горно-геологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 05–09 апреля 2021 года. Том 2. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2021. – С. 98-99. – EDN PUJVJU.
3. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 Г. № 477 «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» // Экологический консалтинг. – 2013. – № 4(52). – С. 58-62. – EDN RVBZEB.
4. Обоснование геологических моделей залежей Имилорского месторождения / В. С. Дручин, В. Е. Касаткин, С. В. Лагутина [и др.] // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета), Тюмень, 24 ноября 2016 года. Том 1. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 96-100. – EDN XCFCVB.
5. Прослеживание зональных глинистых покрышек в ачимовской толще Имилорского месторождения / В. С. Дручин, Р. Н. Хасанов, В. И. Шаламова, А. С. Осипенко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 5-10. – EDN ZGCSRL.

6. Арефьев, С. В. Особенности и перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти месторождения им. А. Усольцева / С. В. Арефьев // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 3. – С. 36-41. – DOI 10.24887/0028-2448-2023-3-36-41. – EDN IZBHVF.
7. Приказ Минприроды России от 17.03.2025 N 110 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» – URL: <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=492981&ysclid=mg882x27zn902287273> (дата обращения 01.10.2025).
8. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин : Учебное пособие / Л. М. Левинсон, В. Г. Конесев, Р. И. Шафигуллин [и др.]. – Уфа : ТатАвтоматизация, 2014. – 214 с.
9. Record Erd Senomanian wells on Yamal // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/176619-MS> (дата обращения: 30.04.2024).
10. Применение новых подходов при разбуривании сложно построенных пластов ПК19-20 Берегового месторождения / С. Ю. Нимчук, А. Ю. Орлов, А. С. Щетинин [и др.] // Научный журнал Российского газового общества. – 2020. – № 3(26). – С. 30-37. – EDN YLJBFY.
11. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка - от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ / В. А. Гринченко, Д. З. Махмутов, В. Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 5(329). – С. 8-15. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-5(329)-8-15. – EDN HWSLSM.
12. Овчинников, П. В. Направления совершенствования конструкций, технологий бурения и заканчивания скважин / П. В. Овчинников, А. С. Сырчина // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 65, № 5. – С. 22-32. – DOI 10.32454/0016-7762-2023-65-5-22-32. – EDN FIQWQY.
13. Бастриков, С. Н. Анализ геологических условий месторождений Западной Сибири для применения многоствольных скважин / С. Н. Бастриков,

Д. С. Бастриков, Л. А. Бобик // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 6. – С. 54-56. – DOI 10.30713/0130-3872-2019-6-54-56. – EDN USAMKR.

14. Optimizing the Wellbore Trajectory of Directional Wells Considering Wellbore Stability Subjected to the Non-Independence and Uncertainty of Geomechanical Parameters // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/217333-MS> (дата обращения: 30.04.2024).

15. A wellbore stability model for formations with anisotropic rock strengths // Sciencedirect.com : сайт. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410512001982?via=ihub> (дата обращения: 30.04.2024)

16. Геомеханическое моделирование для решения задач строительства скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (на примере Ватъёганского месторождения) / Д. В. Малютин, Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, Д. С. Святухов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 11. – С. 23-26. – EDN WZTNEV.

17. Новые подходы к оптимизации схем кустования на поздней стадии разработки месторождений / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, А. В. Щербаков [и др.] // Бурение и нефть. – 2021. – № 4. – С. 9-12. – EDN TVMMAS.

18. Патент № 2380728 С1 Российская Федерация, МПК G01V 11/00, E21B 43/00. Способ выбора оптимального положения бокового ствола скважины : № 2008125829/28 : заявл. 24.06.2008 : опубл. 27.01.2010 / И. А. Галикеев, Г. П. Злотников, Н. И. Кузнецов, В. В. Иванов ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Горизонт». – EDN RCEAEX.

19. Васильев, С. И. Технологические приемы забуривания дополнительных направлений с искусственных забоев в необсаженных стволах скважин / С. И. Васильев, Е. Е. Милосердов, М. А. Тряпичкин // Горная промышленность. – 2016. – № 4(128). – С. 73. – EDN WKPCBJ.

20. Mackenzie, A. Multilateral classification system with example applications / A. Mackenzie, C. Hogg // World Oil. – 1999. – Vol. 220, No. 1. – P. 55-61. – EDN CZIPQD.

21. Воеводкин, В. Л. Новые технологии в компании «ЛУКОЙЛ»: от простого к сложному / В. Л. Воеводкин, М. В. Чертенков // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 62-66. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-62-66. – EDN KOLUKA.

22. Исследования на стенде осложнений, полученных при формировании многоствольных стыков / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Я. И. Баранников [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 10. – С. 39-45. – EDN ZHRRFD.

23. Щербаков, А. В. Особенности проектирования и строительства двуствольных скважин / А. В. Щербаков, М. В. Детин // XIII Конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИ-ПИНЕФТЬ» в г. Тюмени . – Шадринск : ОГУП «Шадринский Дом Печати», 2014. – С. 336-350.

24. Патент № 2820547 С1 Российская Федерация, МПК E21B 7/08. Способ формирования стыка многоствольных скважин : № 2023123709 : заявл. 12.09.2023 : опубл. 05.06.2024 / М. М. Фаттахов, Д. Я. Патрушев, В. В. Антонов, А. М. Шурупов ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь». – EDN SUSMNB.

25. Патент № 2436925 С2 Российская Федерация, МПК E21B 7/08, E21B 43/24. Многоствольная скважина и способ, и система, использующие данную скважину : № 2010102672/03 : заявл. 03.07.2008 : опубл. 20.12.2011 / Р. Л. Шульц, Т. В. Кавендер, С. Р. Фипке [и др.] ; заявитель Халлибертон Энерджи Сервисез, Инк.. – EDN UFFXAE.

26. Multilateral Wells // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/9781555631383> (дата обращения: 30.04.2024).

27. The Use of Multilateral Technology in an Environmentally Sensitive Area: The Val d'Agri Field, Italy // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/107603-MS> (дата обращения: 30.04.2024).

28. The Use of Multilateral Well Designs for Improved Recovery in Heavy Oil Reservoirs // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/112638-MS> (дата обращения: 30.04.2024).

29. Multilateral and Geosteering Technologies as a Solution for Optimum Drainage of Heavy Oil of Thin and Heterolithic Sands in Junín Block of the Orinoco Oil Belt // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/158395-MS> (дата обращения: 30.04.2024).

30. Гилязов, Р. М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами / Р. М. Гилязов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 255 с.

31. РД 08-625-03 Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины, 2003 г. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200031431?ysclid=lobti1618z787765189> (дата обращения 29.10.2023).

32. Техника и технология строительства боковых стволов в нефтяных и газовых скважинах : учебное пособие / В. М. Шенбергер, Г. П. Зозуля, И. С. Гейхман [и др.]. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2007. – 594 с. – ISBN 978-5-88465-837-0.

33. Щербаков, А. В. Пути повышения технико-экономических показателей строительства боковых стволов / А. В. Щербаков // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки : материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 15 февраля 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 424-427. – EDN SPESMO.

34. Аржанов, А. Ф. Строительство скважин многофункционального назначения (Теория, практика, проектные решения) : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Аржанов Андрей Феликсович. – Тюмень, 2006. – 297 с. – EDN NOBASN.

35. Применение оборудования для многофункциональных скважин в целях повышения нефтеотдачи пластов / А. М. Насыров, Д. В. Пепеляев, Ю. Н. Стефанович, А. В. Владимиров // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 1(61). – С. 52-54. – EDN YTDNOI.
36. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти / А. И. Пономарев, И. З. Денисламов, И. В. Владимиров [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 8. – С. 20-24. – EDN ZDGECSJ.
37. Поушев, А. В. Повышение эффективности разработки газоконденсатных месторождений с тонкой нефтяной оторочкой, подстилаемой водой, в рамках интегрированного подхода с применением многофункциональных скважин : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Поушев Андрей Викторович. – RUS, 2021. – 143 с. – EDN GIPFIK.
38. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : Справочник пособие / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодский, Б. З. Султанов. – Москва : Недра, 1997. – 648 с. – ISBN 5-247-03692-1
39. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильной колонны / А. Г. Калинин, К. М. Солодкий, Б. А. Никитин, А. С. Повалихин. – Москва : Недра, 1995. – 304 с. – ISBN 5-247-03385-X. – EDN THWVDQ.
40. Басарыгин, Ю. М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Москва : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 679 с. – EDN XGORRR.
41. Вариационные принципы проектирования профилей скважин / Г. С. Оганов, В. А. Пинскер, В. И. Урманчеев, С. А. Ширин-Заде // Труды ВНИИБТ : Сборник статей / ОАО «НПО «Буровая техника». Том 2 (70). – Москва : Современные тетради, 2008. – С. 92-105. – EDN YHUSZH.
42. Щербаков, А. В. Изменение профиля наклонно направленных скважин для последующего бурения бокового ствола / А. В. Щербаков, Е. Г. Гречин, В. Г. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 92-96. – DOI 10.24887/0028-2448-2020-7-92-96. – EDN LAWGDQ.

43. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 (ред. от 31.01.2023) "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_372740/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372740/) (дата обращения 23.09.2023).

44. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов ВУЗов: в 5 томах / В. П. Овчинников, Ф. А. Агзамов, Т. О. Акбулатов [и др.]. Том 2. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – 560 с. – ISBN 978-5-9961-1330-9. – EDN XWXJJX.

45. Александров, М. М. Взаимодействие колонн труб со стенками скважины / М. М. Александров. – Москва : Недра, 1982. – 144 с.

46. Бронзов, А. К выбору траектории профиля дополнительного ствола разветвленных скважин / А. Бронзов, С. Гордиенко // Бурение и нефть. – 2006. – № 2. – С. 18-20. – EDN KYTIKN.

47. Ганджумян, Р. А. Расчеты в бурении : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по специальности «Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых»: справочное пособие / Р. А. Ганджумян ; Р. А. Ганджумян, А. Г. Калинин, Н. И. Сердюк ; под ред. А. Г. Калинина. – Москва : РГГРУ, 2007. – ISBN 5-88595-140-1. – EDN QMYJDF.

48. Гулизаде, М. П. Закономерности искривления наклонных скважин и критерий стабилизации угла наклона / М. П. Гулиадзе, Л. Я. Кауфман, Л. Я. Сушон // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 03. – С. 25-28.

49. Калинин, А. Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ : учебник для студентов вузов, обучающихся по направлению "Технология и разведка полезных ископаемых" специальность «Технология и техника разведки месторождений" полезных ископаемых» / А. Г. Калинин, А. З. Левицкий, Б. А. Никитин. – Москва : Издательство «Недра», 1998. – 439 с. – (Высшее образование). – ISBN 5-247-03656-5. – EDN LNEYMP.

50. Кульчицкий, В. В. Проектирование специальных профилей и разработка технологии бурения наклонно направленных скважин применительно к

эксплуатации месторождений механизированными способами : специальность 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / В. В. Кульчицкий. – Тюмень, 1984. – 21 с. – EDN MBSYIX.

51. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. – Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 645 с. – ISBN 978-5-902665-50-2. – EDN QMZCQN.

52. Калинин, А. Г. Бурение наклонных скважин : Справочник пособие / А. Г. Калинин, Н. А. Григорян, Б. З. Султанов. – Москва : Недра, 1990. – 348 с. – ISBN 5-247-01287-9

53. Морозов, Ю. Т. Бурение направленных и многоствольных скважин малого диаметра / Ю. Т. Морозов. – Ленинград : Недра, 1976. – 215 с.

54. Computerized Well Planning for Directional Wells // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/12071-MS> (дата обращения: 29.05.2023).

55. A New Paradigm for Automatic Well Path Generation Using Multidisciplinary Constraints // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/215021-MS> (дата обращения: 30.04.2024).

56. Жданеев, О. В. Перспективы технологий Индустрии 4.0 в ТЭК России / О. В. Жданеев, В. С. Чубоксаров // Энергетическая политика. – 2020. – № 7(149). – С. 16-33. – DOI 10.46920/2409-5516\_2020\_7149\_16. – EDN JHALRH.

57. Калинин, А. Г. Расчет параметров проектного профиля бокового ствола с определением оптимальной точки зарезки / А. Г. Калинин, А. А. Сазонов // Вестник РАЕН. – 2013. – Т. 13, № 6. – С. 80-84. – EDN YQPVCB.

58. Назаров, А. П. Методика расчета профиля дополнительных стволов геологоразведочных скважин / А. П. Назаров // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 1. – С. 51-53. – EDN PMJEMH.

59. Оганов, Г. С. Новые методы построения профилей наклонно-направленных скважин, разработанные на основе свойств некоторых трансцендентных математических кривых / Г. С. Оганов, В. А. Пинскер, С. А. Ширин-Заде // Труды

ВНИИБТ : Сборник статей / ОАО «НПО «Буровая техника». Том 2 (70). – Москва : Современные тетради, 2008. – С. 49-80. – EDN YHUSNE.

60. Построение нового класса энергосберегающих профилей наклонно-направленных скважин, соответствующих естественному изгибу бурильной колонны / Г. С. Оганов, И. Л. Барский, А. М. Гусман, В. В. Прохоренко // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 1. – С. 31-35. – EDN KHMVBZ.

61. Егоров, П. П. Нетрадиционные виды профиля направленных скважин / П. П. Егоров, А. А. Тунгусов, Д. П. Егоров // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 2. – С. 27-33. – EDN VACDKC.

62. Особенности проектирования энергосберегающих профилей скважин сложной пространственной конфигурации / А. В. Щербаков, Р. Р. Абдрахманов, Э. В. Бабушкин, В. Г. Кузнецов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9(609). – С. 14-17. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-14-17. – EDN NDOOYX.

63. Оптимизация технико-технологических решений для строительства сложнопрофильных скважин / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, В. А. Бурдыга [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 8(608). – С. 39-44. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-8(608)-39-44. – EDN JZSGLE.

64. Повышение энергоэффективности бурения горизонтальных и многоствольных скважин с большим отходом от вертикали / М. М. Фаттахов, Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10(622). – С. 5-11. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-5-11. – EDN MPFDXW.

65. Wellbore Trajectory Control Using Minimum Well Profile Energy Criterion for Drilling Automation // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/170861-MS> (дата обращения: 30.04.2024)

66. Щербаков, А. В. Опыт проектирования скважин сложной пространственной конфигурации / А. В. Щербаков, Э. В. Бабушкин, В. Г. Кузнецов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 2(326). – С. 5-9. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-2(326)-5-9. – EDN KOXSCK.

67. Назаров, А. П. Методика расчета различных типов энергосберегающего профиля скважины / А. П. Назаров // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 22-25. – EDN ZHNESR.
68. Назаров, А. П. Применение гиперболы при проектировании скважинных профилей / А. П. Назаров, А. А. Сапожков // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 3(147). – С. 24-26. – EDN TQTASS.
69. Иткин, В. Ю. Математические модели пространственных траекторий при проектировании кустовых скважин : специальность 05.13.18 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Иткин Виктор Юрьевич. – Москва, 2004. – 25 с. – EDN NHPWBV.
70. Adjoint-Based Well Trajectory Optimization in a Thin Oil Rim // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/121891-MS> (дата обращения: 30.04.2024).
71. Halafawi, M. Wellbore trajectory optimization for horizontal wells: the plan versus the reality / M. Halafawi, L. Avram // Journal of Oil, Gas and Petrochemical Sciences. – 2019. – Т. 2, № 1. – С. 49-54.
72. Leveraging Game AI to Transform Integrated Brownfield Well Planning // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/206163-MS> (дата обращения: 30.04.2024).
73. Novel Application of Artificial Intelligence with Potential to Transform Well Planning Workflows on the Norwegian Continental Shelf // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/206339-MS> (дата обращения: 30.04.2024).
74. Practical Application of 3D Dubins Curve Method in Directional Well Trajectory Planning // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/216997-MS> (дата обращения: 30.04.2024).
75. Transforming Well Planning through an AI-Assisted Well Trajectory Optimization Approach Applied to an Offshore Field in the Middle East // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/211041-MS> (дата обращения: 30.04.2024).

76. A novel approach to optimising well trajectory in heterogeneous reservoirs based on the fast-marching method // Sciencedirect.com : сайт. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510021000603?via=ihub> (дата обращения: 30.04.2024).

77. Designing and optimizing deviated wellbore trajectories using novel particle swarm algorithms // Sciencedirect.com : сайт. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510014001553?via=ihub> (дата обращения: 30.04.2024).

78. Щербаков, А. В. Определение места забуривания дополнительного ствола в многоствольной скважине / А. В. Щербаков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 10. – С. 18-23. – EDN ULGGHJ.

79. Состояние и перспективы горизонтального бурения в России // Бурение и нефть. – 2020. – № 10. – С. 11-19. – EDN LPSQOO.

80. Курбанбаева, А. М. Бурение боковых стволов на примере Казахстанского нефтяного месторождения «Мангистаумунайгаз» / А. М. Курбанбаева // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – № 3. – С. 15-23. – DOI 10.5510/OGP20190300393. – EDN CTPRXP.

81. Щербаков, А. В. Особенности построения траекторий разведочных наклонно-направленных скважин с боковым стволом / А. В. Щербаков, В. Г. Кузнецов // Нефть и газ: технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции. В 2 томах, Тюмень, 18–19 ноября 2021 года. Том I. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 92-96. – EDN VBXCXS.

82. Усовершенствование профиля скважины с горизонтальным боковым стволом / Е. Г. Гречин, В. Г. Кузнецов, Я. М. Курбанов, А. В. Щербаков // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 58-61. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-4-58-61. – EDN DDCLGS.

83. Гречин, Е. Г. Определение оптимального местоположения зарезки бокового ствола наклонно направленной скважины / Е. Г. Гречин, В. Г. Кузнецов, А.

В. Щербаков // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1. – С. 45-49. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-1-45-49. – EDN KZAILL.

84. Бермант, А. Ф. Краткий курс математического анализа : учебник для вузов / А. Ф. Бермант, И. Г. Араманович ; А. Ф. Бермант, И. Г. Араманович. – 12-е изд., стер.. – Санкт-Петербург [и др.] : Лань, 2005. – (Лучшие классические учебники. Математика). – ISBN 5-8114-0499-9. – EDN QJPIFB.

85. Дьяконов, В. П. Maple 9.5/10/11 в математике, физике, образовании / В. П. Дьяконов. – Москва : ДМК Пресс, 2010. – 752 с. – ISBN 978-5-94074-501-3. – EDN RAZCYL.

86. Применение новой технологии для вовлечения в разработку ранее недренируемых запасов углеводородов за счет бурения бокового ствола без ликвидации основного (материнского) ствола скважины / А. Ф. Абдуллин, И. К. Абдулин, Я. И. Баранников, А. Ю. Максимов // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 12(612). – С. 74-81. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-12(612)-74-81. – EDN HZLOBB.

87. Солодовников, К. В. Технология формирования герметичного стыка при реконструкции скважин методом зарезке бокового ствола с сохранением дебита из материнского ствола / К. В. Солодовников, Н. П. Кузьмин, Ш. И. Искандеров // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки : материалы Международной научно-практической конференции, Тюмень, 15 февраля 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 184-187. – EDN VSOVNS.

88. Construction of Ultralong Wells Using a Catenary Well Profile // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/98890-MS> (дата обращения: 08.07.2021).

89. Engineers' Dilemma: When to Use Soft String and Stiff String Torque and Drag Models // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/196205-MS> (дата обращения: 08.07.2021).

90. Dynamic Torque and Drag Model // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/201629-MS> (дата обращения: 08.07.2021).

91. Оценка перспектив применения технологии строительства многоствольных скважин без использования механических стыков / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, В. А. Бурдыга [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 10(622). – С. 38-42. – DOI 10.30713/0207-2351-2020-10(622)-38-42. – EDN NMGWEY.

92. Воеводкин, В. Л. Развитие технологии строительства боковых стволов на месторождениях Пермского края / В. Л. Воеводкин, Г. В. Окроелидзе // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 32-35. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-32-35. – EDN JHDHKO.

93. Стратегия ввода в разработку «второстепенных» объектов многопластовых месторождений с применением вероятностного подхода / А. Ю. Сенцов, Л. А. Ваганов, И. В. Рябов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 5. – С. 63-67. – DOI 10.30713/2413-5011-2018-5-63-67. – EDN XMOSPB.

94. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024619306 Российская Федерация. 2Drill: Цифровая платформа для проектирования и моделирования строительства скважин : № 2024617256 : заявл. 05.04.2024 : опубл. 22.04.2024 / Д. Д. Филиппов, Т. А. Тавберидзе, Б. В. Васекин [и др.] ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Страта Солюшенс». – EDN KMQHBR.

95. Метод автоматизированного проектирования и оптимизации профиля скважины / А. Д. Поликарпов, А. В. Баженов, А. К. Бельский, Б. М. Мухин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 1. – С. 6-9. – EDN TIUTTT.

96. Применение методов численной оптимизации для повышения эффективности планирования профиля скважин / М. В. Двойников, Г. В. Буслаев, А. А. Куншин, С. Д. Полянский // Научный журнал Российского газового общества. – 2021. – № 1(29). – С. 30-33. – EDN USKPCR.

97. Столярова, М. Ю. Цифровая трансформация планирования бурения: новый уровень взаимодействия команды и возможности оптимизации скважин в облачном решении DrillPlan / М. Ю. Столярова, О. Х. Вальшин // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 8(249). – С. 44-48. – EDN DSLPMR.

98. Опыт разработки и внедрения прогрессивной информационной системы сопровождения бурения «Цифровая модель скважины» на месторождениях компании «ЛУКОЙЛ» / Д. С. Лопарев, А. Г. Фадеев, В. И. Митрофанов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 10(658). – С. 12-19. – DOI 10.33285/0207-2351-2023-10(658)-12-19. – EDN GBFQEK.

99. Новые инструменты ПАО «НК «Роснефть» для повышения эффективности проектирования: искусственный интеллект / Д. Г. Дидичин, В. А. Павлов, Н. О. Вахрушева, О. А. Филимонова // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 11. – С. 50-55. – DOI 10.24887/0028-2448-2023-11-50-55. – EDN LDPFTF.

100. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021669651 Российская Федерация. Программный комплекс по цифровой оптимизации процессов бурения скважин : № 2021668822 : заявл. 23.11.2021 : опубл. 01.12.2021 / А. Р. Шарифуллин, М. Р. Ситдииков, Э. З. Шарафутдинов, Р. А. Исмаков ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «БурОптима». – EDN ZXXМСУ.

101. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016617044 Российская Федерация. Программный комплекс «Geonaft» : № 2016613273 : заявл. 07.04.2016 : опубл. 23.06.2016 / С. И. Стищенко, А. Н. Сабиров ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Геонавигационные технологии». – EDN ZNSVED.

102. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021668506 Российская Федерация. Интеллектуальная программная среда для оптимизации профилей скважин с учетом геолого-геомеханических критериев : № 2021667692 : заявл. 10.11.2021 : опубл. 17.11.2021 / С. В. Лукин, Ю. В. Овчаренко, Д. В. Альчибаев [и др.] ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть Научно-Технический Центр». – EDN PKGTPK.

103. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021615230 Российская Федерация. Программное обеспечение для автоматизированного построения траекторий скважин с минимизацией рисков осложнений во время бурения : № 2021614075 : заявл. 29.03.2021 : опубл. 06.04.2021 / А. Д.

Пинигин, И. И. Нугманов, Л. С. Хабибянов ; заявитель Автономная некоммерческая организация высшего образования «Университет Иннополис». – EDN XQLPBR.

104. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017615736. Программа для проектирования траекторий скважин месторождения и оптимизации схемы кустования : № 2017613051 : заявл. 07.04.2017 : опубл. 23.05.2017 ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Компания ОЙЛТИМ». – EDN GVZKAU.

105. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2015614012 Российская Федерация. Проектирование траекторий скважин (WellPathsDesign) : № 2015610883 : заявл. 17.02.2015 : опубл. 01.04.2015 / И. А. Поздеев, В. В. Каплун, Т. Н. Нестерова [и др.] ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Петровайзер». – EDN NVJVVM.

106. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022614786 Российская Федерация. Программный комплекс "РН-Буровые расчеты 2021» (ПК «РН-Буровые расчеты 2021») : № 2022613618 : заявл. 15.03.2022 : опубл. 25.03.2022 / А. В. Пестриков, О. С. Борщук, Г. А. Макеев [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество «Нефтяная компания «Роснефть». – EDN YTWQZM.

107. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021681876 Российская Федерация. Программа для автоматизированного выбора траектории бурения ГС с использованием оптимизационных алгоритмов : № 2021681245 : заявл. 17.12.2021 : опубл. 27.12.2021 / Б. Р. Магизов, К. К. Зинченко, А. С. Девяшина [и др.] ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Тюменский нефтяной научный центр». – EDN FIQMIL.

108. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023682665 Российская Федерация. ЭРА: ПИК: Программный комплекс для проектирования и сопровождения строительства скважин : № 2023682235 : заявл. 27.10.2023 : опубл. 27.10.2023 / Э. А. Гусейнов, С. С. Рублев, Р. В. Козлович [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество «Газпром нефть». – EDN MKZSDR.

109. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021681619 Российская Федерация. ЭРА: ПИК: Проектирование бурения : № 2021680821 : заявл. 16.12.2021 : опублик. 23.12.2021 / Т. С. Байболов, Д. Д. Филиппов, И. Ю. Кудряшов [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество «Газпром нефть». – EDN GSEEBB.

110. A Compendium of Directional Calculations Based on the Minimum Curvature Method // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/84246-PA> (дата обращения: 27.02.2024).

111. A Compendium of Directional Calculations Based on the Minimum-Curvature Method—Part 2: Extension to Steering and Landing Applications // OnePetro.org : сайт. – URL: <https://doi.org/10.2118/110014-PA> (дата обращения: 27.02.2024).

112. Щербаков, А. В. методика проектирования траекторий скважин сложной пространственной конфигурации / А. В. Щербаков, В. Г. Кузнецов // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки : материалы II международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15–17 февраля 2022 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 187-190. – EDN WKRKIM.

113. Автоматизация разработки проектной документации на строительство скважин / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, А. В. Щербаков [и др.] // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 5(574). – С. 30-34. – DOI 10.33285/0132-2222-2021-5(574)-30-34. – EDN EKFEUC.

114. Халафян, А. А. Statistica 6 : статистический анализ данных : учебное пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности "Статистика" и другим экономическим специальностям / А. А. Халафян ; А. А. Халафян. – [3-е изд.]. – Москва : Бином, 2008. – (Учебник). – ISBN 978-5-9518-0215-6. – EDN QSDLSX.

115. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024664270 Российская Федерация. Srezka : № 2024663570 : заявл. 18.06.2024 : опублик. 18.06.2024 / А. В. Щербаков, А. Е. Шестаков, В. Г. Кузнецов ; заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – EDN ASCAUQZ.

116. Кузнецов, В. Г. Влияние извилистости материнского ствола скважин на технологическую эффективность бурения бокового ствола / В. Г. Кузнецов, А. В. Щербаков, Е. Е. Красильникова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 11(383). – С. 15-19. – EDN JHWYPU.

117. Щербаков, А. В. Применение нестандартных методов проектирования траектории скважин сложной пространственной конфигурации / А. В. Щербаков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5(353). – С. 17-20. – DOI 10.33285/0130-3872-2022-5(353)-17-20. – EDN JUFZTH.

118. Щербаков, А. В. Оптимизация профиля наклонно-направленных скважин / А. В. Щербаков // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки : материалы международной научно-практической конференции, Тюмень, 15 февраля 2021 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 119-123. – EDN QOPPVR.

119. Выбор эффективных решений по оптимизации разработки залежей Дружного месторождения на основе фациального анализа / А. Г. Лаптей, Р. М. Рахимов, С. А. Фуфаев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2021. – № 3(351). – С. 36-42. – DOI 10.33285/2413-5011-2021-3(351)-36-42. – EDN EORBBJ.

120. О повышении интенсивности ввода в активную разработку залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами в карбонатных коллекторах / В. А. Грищенко, Р. Р. Гареев, И. М. Циклис [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2022. – № 1(361). – С. 45-52. – DOI 10.33285/2413-5011-2022-1(361)-45-52. – EDN ZTFCDH.

121. Методика поиска оптимальной стратегии разработки многопластового газового месторождения с учетом геологических и технологических неопределенностей / М. Ю. Петросов, О. А. Лознюк, Ю. А. Архипов [и др.] // Газовая промышленность. – 2021. – № 12(826). – С. 54-68. – EDN GWGUSG.

122. Совершенствование технологии строительства боковых стволов с горизонтальным окончанием в сложных геолого-технических условиях / Д. Л. Бакиров, Г. В. Мазур, Э. В. Бабушкин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 8. – С. 40-43. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-8-40-43. – EDN COUAEU.

123. Оптимизация технологии бурения боковых стволов с разветвленно-горизонтальным окончанием / Д. Л. Бакиров, М. М. Фаттахов, Э. В. Бабушкин [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 6(642). – С. 5-9. – DOI 10.33285/0207-2351-2022-6(642)-5-9. – EDN ЛПАУ.

124. Мазур, Г. В. Техничко-экономическое обоснование строительства многоствольных скважин в регионах деятельности ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» / Г. В. Мазур, А. О. Кузьмичева, А. В. Щербаков // Бурение и нефть. – 2012. – № 8. – С. 45-48. – EDN РСВІНВ.

125. Современный подход к проектированию строительства скважин и обустройства месторождений за счет оптимизации размещения кустовых площадок и профилей скважин на примере месторождений Пермского края / Г. В. Окроелидзе, А. А. Предеин, С. И. Кучевасов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 6. – С. 66-69. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-6(330)-66-69. – EDN IWITES.

126. Применение концептуального подхода к обустройству нефтегазового актива на примере Имилорского месторождения / А. Н. Карп, М. В. Криволапова, И. В. Паламарчук, И. В. Гулевич // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 2. – С. 69-75. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-2(338)-69-75. – EDN VLUZBU.

127. Андреев, А. Ф. Пути повышения эффективности и снижения рисков строительства нефтегазовых скважин / А. Ф. Андреев, С. А. Оганов, И. А. Оганова // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 8. – С. 36-40. – EDN UCMQXB.


## ПРИЛОЖЕНИЕ А



«20» апреля 2023г.

Исх. № 147/БСП

### СПРАВКА

Настоящим подтверждается, что в программном комплексе  используется разработанная Гречиным Е.Г., Щербаковым А.В., Кузнецовым В.Г. авторская методика, позволяющая сократить общую длину скважины. Методика заключается в определении в наклонно-направленной скважине координат точки срезки (ответвления) для последующего бурения бокового ствола.

Генеральный директор







ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024664270

Правообладатель: **Общество с ограниченной ответственностью** [REDACTED] (RU)

Авторы: **Щербаков Андрей Валерьевич (RU), Шестаков Андрей Евгеньевич (RU), Кузнецов Владимир Григорьевич (RU)**

Заявка № 2024663570

Дата поступления **18 июня 2024 г.**

Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ **18 июня 2024 г.**



*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

документ подписан электронной подписью  
Сертификат 42065603b316c3384b4f92033b73b4ab7  
Владелец: **Зубов Юрий Сергеевич**  
действителен с 18.06.2023 по 02.04.2034

*Ю. С. Зубов*

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



RU2024664270

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

Номер регистрации (свидетельства): 2024664270 Дата регистрации: 18.06.2024 Номер и дата поступления заявки: 2024663570 18.06.2024 Дата публикации и номер бюллетеня: 18.06.2024 Бюл. № 6	Автор(ы): Щербаков Андрей Валерьевич (RU), Шестаков Андрей Евгеньевич (RU), Кузнецов Владимир Григорьевич (RU) Правообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью [REDACTED] (RU)
--	---

Название программы для ЭВМ:

[REDACTED]

**Реферат:**

Программа предназначена для расчета координат точки разветвления дополнительного ствола скважины. Программа рассчитана для специалистов в сфере строительства скважин при решении прикладной задачи проектирования профиля. Область применения программы: бурение эксплуатационных и поисково-разведочных скважин, капитальный ремонт методом резки бокового ствола, обучение по направлению технология бурения нефтяных и газовых скважин. Функциональные возможности программы: вычисление в пространстве полярных координат оптимального положения точки разветвления бокового ствола при проектировании профиля скважин с двумя стволами, графическое отображение целей бурения в горизонтальной проекции, вывод результатов.

Язык программирования: C#  
 Объем программы для ЭВМ: 800 Кб

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Проектная и фактическая траектории МННС № 1301

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
90,0	0,0	0,0	90,0	0,0	90,0	0,4	137,0	90,0	0,0	90,0	0,0	0,0	90,0	0,0	90,0	0,4	137,0	90,0	0,0
100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,4	126,6	100,0	0,1	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	100,0	0,4	126,6	100,0	0,1
110,0	0,0	0,0	110,0	0,0	110,0	0,4	108,5	110,0	0,1	110,0	0,0	0,0	110,0	0,0	110,0	0,4	108,5	110,0	0,1
120,0	0,0	0,0	120,0	0,0	120,0	0,3	91,0	120,0	0,1	120,0	0,0	0,0	120,0	0,0	120,0	0,3	91,0	120,0	0,1
130,0	0,0	0,0	130,0	0,0	130,0	0,5	100,4	130,0	0,2	130,0	0,0	0,0	130,0	0,0	130,0	0,5	100,4	130,0	0,2
140,0	0,0	0,0	140,0	0,0	140,0	0,7	109,8	140,0	0,2	140,0	0,0	0,0	140,0	0,0	140,0	0,7	109,8	140,0	0,2
150,0	0,0	0,0	150,0	0,0	150,0	0,8	107,4	150,0	0,1	150,0	0,0	0,0	150,0	0,0	150,0	0,8	107,4	150,0	0,1
160,0	0,0	0,0	160,0	0,0	160,0	0,7	96,1	160,0	0,2	160,0	0,0	0,0	160,0	0,0	160,0	0,7	96,1	160,0	0,2
170,0	0,0	0,0	170,0	0,0	170,0	0,7	78,6	170,0	0,2	170,0	0,0	0,0	170,0	0,0	170,0	0,7	78,6	170,0	0,2
180,0	0,0	0,0	180,0	0,0	180,0	1,0	12,5	180,0	1,0	180,0	0,0	0,0	180,0	0,0	180,0	1,0	12,5	180,0	1,0
190,0	0,0	0,0	190,0	0,0	190,0	1,3	306,5	190,0	1,3	190,0	0,0	0,0	190,0	0,0	190,0	1,3	306,5	190,0	1,3
200,0	0,0	0,0	200,0	0,0	200,0	1,9	281,0	200,0	0,9	200,0	0,0	0,0	200,0	0,0	200,0	1,9	281,0	200,0	0,9
210,0	1,0	258,0	210,0	1,0	210,0	2,7	276,3	210,0	0,8	210,0	1,0	258,0	210,0	1,0	210,0	2,7	276,3	210,0	0,8
220,0	2,0	258,0	220,0	1,0	220,0	3,4	272,1	220,0	0,7	220,0	2,0	258,0	220,0	1,0	220,0	3,4	272,1	220,0	0,7
230,0	3,0	258,0	230,0	1,0	230,0	4,0	270,1	230,0	0,6	230,0	3,0	258,0	230,0	1,0	230,0	4,0	270,1	230,0	0,6
240,0	4,0	258,0	240,0	1,0	240,0	4,6	268,2	239,9	0,6	240,0	4,0	258,0	240,0	1,0	240,0	4,6	268,2	239,9	0,6
250,0	5,0	258,0	249,9	1,0	250,0	5,1	270,2	249,9	0,5	250,0	5,0	258,0	249,9	1,0	250,0	5,1	270,2	249,9	0,5
260,0	6,0	258,0	259,9	1,0	260,0	5,5	273,5	259,8	0,6	260,0	6,0	258,0	259,9	1,0	260,0	5,5	273,5	259,8	0,6
270,0	7,0	258,0	269,8	1,0	270,0	6,2	275,4	269,8	0,7	270,0	7,0	258,0	269,8	1,0	270,0	6,2	275,4	269,8	0,7
280,0	8,0	258,0	279,7	1,0	280,0	7,5	274,0	279,7	1,2	280,0	8,0	258,0	279,7	1,0	280,0	7,5	274,0	279,7	1,2

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
290,0	9,0	258,0	289,6	1,0	290,0	8,7	272,6	289,6	1,3	290,0	9,0	258,0	289,6	1,0	290,0	8,7	272,6	289,6	1,3
300,0	10,0	258,0	299,5	1,0	300,0	9,7	269,9	299,5	1,1	300,0	10,0	258,0	299,5	1,0	300,0	9,7	269,9	299,5	1,1
310,0	11,0	258,0	309,3	1,0	310,0	10,7	266,9	309,3	1,1	310,0	11,0	258,0	309,3	1,0	310,0	10,7	266,9	309,3	1,1
320,0	12,0	258,0	319,1	1,0	320,0	11,9	263,9	319,1	1,3	320,0	12,0	258,0	319,1	1,0	320,0	11,9	263,9	319,1	1,3
330,0	13,0	258,0	328,9	1,0	330,0	13,3	260,8	328,9	1,6	330,0	13,0	258,0	328,9	1,0	330,0	13,3	260,8	328,9	1,6
340,0	14,0	258,0	338,6	1,0	340,0	14,7	257,7	338,6	1,6	340,0	14,0	258,0	338,6	1,0	340,0	14,7	257,7	338,6	1,6
350,0	15,0	258,0	348,3	1,0	350,0	16,2	254,3	348,2	1,8	350,0	15,0	258,0	348,3	1,0	350,0	16,2	254,3	348,2	1,8
360,0	16,0	258,0	357,9	1,0	360,0	17,8	250,9	357,8	1,8	360,0	16,0	258,0	357,9	1,0	360,0	17,8	250,9	357,8	1,8
370,0	17,0	258,0	367,5	1,0	370,0	18,6	249,7	367,3	0,9	370,0	17,0	258,0	367,5	1,0	370,0	18,6	249,7	367,3	0,9
380,0	18,0	258,0	377,1	1,0	380,0	18,6	250,6	376,8	0,3	380,0	18,0	258,0	377,1	1,0	380,0	18,6	250,6	376,8	0,3
390,0	19,0	258,0	386,5	1,0	390,0	18,7	251,5	386,3	0,3	390,0	19,0	258,0	386,5	1,0	390,0	18,7	251,5	386,3	0,3
400,0	20,0	258,0	396,0	1,0	400,0	19,7	252,8	395,7	1,1	400,0	20,0	258,0	396,0	1,0	400,0	19,7	252,8	395,7	1,1
410,0	21,0	258,0	405,3	1,0	410,0	20,6	254,1	405,1	1,1	410,0	21,0	258,0	405,3	1,0	410,0	20,6	254,1	405,1	1,1
420,0	22,0	258,0	414,6	1,0	420,0	21,6	255,6	414,4	1,1	420,0	22,0	258,0	414,6	1,0	420,0	21,6	255,6	414,4	1,1
430,0	23,0	258,0	423,9	1,0	430,0	22,6	257,2	423,7	1,1	430,0	23,0	258,0	423,9	1,0	430,0	22,6	257,2	423,7	1,1
440,0	24,0	258,0	433,0	1,0	440,0	23,5	258,4	432,9	1,0	440,0	24,0	258,0	433,0	1,0	440,0	23,5	258,4	432,9	1,0
450,0	25,0	258,0	442,1	1,0	450,0	24,2	257,5	442,0	0,8	450,0	25,0	258,0	442,1	1,0	450,0	24,2	257,5	442,0	0,8
460,0	26,0	258,0	451,2	1,0	460,0	24,8	256,6	451,1	0,8	460,0	26,0	258,0	451,2	1,0	460,0	24,8	256,6	451,1	0,8
470,0	27,0	258,0	460,1	1,0	470,0	26,4	255,8	460,2	1,6	470,0	27,0	258,0	460,1	1,0	470,0	26,4	255,8	460,2	1,6
480,0	28,0	258,0	469,0	1,0	480,0	28,3	255,1	469,0	2,0	480,0	28,0	258,0	469,0	1,0	480,0	28,3	255,1	469,0	2,0
490,0	29,0	258,0	477,8	1,0	490,0	30,0	254,5	477,8	1,7	490,0	29,0	258,0	477,8	1,0	490,0	30,0	254,5	477,8	1,7
500,0	30,0	258,0	486,5	1,0	500,0	30,8	254,1	486,4	0,8	500,0	30,0	258,0	486,5	1,0	500,0	30,8	254,1	486,4	0,8
510,0	31,0	258,0	495,1	1,0	510,0	31,6	253,8	495,0	0,8	510,0	31,0	258,0	495,1	1,0	510,0	31,6	253,8	495,0	0,8
520,0	31,6	258,0	503,6	0,0	520,0	32,0	254,5	503,5	0,6	520,0	31,6	258,0	503,6	0,0	520,0	32,0	254,5	503,5	0,6
530,0	31,6	258,0	512,2	0,0	530,0	32,3	255,6	511,9	0,6	530,0	31,6	258,0	512,2	0,0	530,0	32,3	255,6	511,9	0,6
540,0	31,6	258,0	520,7	0,0	540,0	32,4	256,5	520,4	0,5	540,0	31,6	258,0	520,7	0,0	540,0	32,4	256,5	520,4	0,5

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
550,0	31,6	258,0	529,2	0,0	550,0	32,3	257,4	528,8	0,5	550,0	31,6	258,0	529,2	0,0	550,0	32,3	257,4	528,8	0,5
560,0	31,6	258,0	537,7	0,0	560,0	32,1	258,4	537,3	0,5	560,0	31,6	258,0	537,7	0,0	560,0	32,1	258,4	537,3	0,5
570,0	31,6	258,0	546,2	0,0	570,0	32,1	258,0	545,8	0,2	570,0	31,6	258,0	546,2	0,0	570,0	32,1	258,0	545,8	0,2
580,0	31,6	258,0	554,8	0,0	580,0	32,0	257,5	554,2	0,3	580,0	31,6	258,0	554,8	0,0	580,0	32,0	257,5	554,2	0,3
590,0	31,6	258,0	563,3	0,0	590,0	31,7	257,9	562,7	0,4	590,0	31,6	258,0	563,3	0,0	590,0	31,7	257,9	562,7	0,4
600,0	31,6	258,0	571,8	0,0	600,0	31,1	259,4	571,3	1,0	600,0	31,6	258,0	571,8	0,0	600,0	31,1	259,4	571,3	1,0
610,0	31,6	258,0	580,3	0,0	610,0	30,4	260,8	579,9	1,0	610,0	31,6	258,0	580,3	0,0	610,0	30,4	260,8	579,9	1,0
620,0	31,6	258,0	588,9	0,0	620,0	30,1	260,7	588,5	0,3	620,0	31,6	258,0	588,9	0,0	620,0	30,1	260,7	588,5	0,3
630,0	31,6	258,0	597,4	0,0	630,0	29,9	260,6	597,2	0,3	630,0	31,6	258,0	597,4	0,0	630,0	29,9	260,6	597,2	0,3
640,0	31,6	258,0	605,9	0,0	640,0	29,5	260,6	605,8	0,4	640,0	31,6	258,0	605,9	0,0	640,0	29,5	260,6	605,8	0,4
650,0	31,6	258,0	614,4	0,0	650,0	28,9	260,8	614,6	0,6	650,0	31,6	258,0	614,4	0,0	650,0	28,9	260,8	614,6	0,6
660,0	31,6	258,0	622,9	0,0	660,0	28,4	260,9	623,3	0,5	660,0	31,6	258,0	622,9	0,0	660,0	28,4	260,9	623,3	0,5
670,0	31,6	258,0	631,5	0,0	670,0	28,6	259,7	632,1	0,6	670,0	31,6	258,0	631,5	0,0	670,0	28,6	259,7	632,1	0,6
680,0	31,6	258,0	640,0	0,0	680,0	28,9	258,6	640,9	0,6	680,0	31,6	258,0	640,0	0,0	680,0	28,9	258,6	640,9	0,6
690,0	31,6	258,0	648,5	0,0	690,0	29,7	258,6	649,6	0,9	690,0	31,6	258,0	648,5	0,0	690,0	29,7	258,6	649,6	0,9
700,0	31,6	258,0	657,0	0,0	700,0	30,9	259,2	658,3	1,2	700,0	31,6	258,0	657,0	0,0	700,0	30,9	259,2	658,3	1,2
710,0	31,6	258,0	665,6	0,0	710,0	32,0	259,7	666,8	1,1	710,0	31,6	258,0	665,6	0,0	710,0	32,0	259,7	666,8	1,1
720,0	31,6	258,0	674,1	0,0	720,0	32,7	259,5	675,2	0,7	720,0	31,6	258,0	674,1	0,0	720,0	32,7	259,5	675,2	0,7
730,0	31,6	258,0	682,6	0,0	730,0	33,3	259,3	683,6	0,7	730,0	31,6	258,0	682,6	0,0	730,0	33,3	259,3	683,6	0,7
740,0	31,6	258,0	691,1	0,0	740,0	33,8	259,5	692,0	0,5	740,0	31,6	258,0	691,1	0,0	740,0	33,8	259,5	692,0	0,5
750,0	31,6	258,0	699,6	0,0	750,0	34,2	259,8	700,3	0,4	750,0	31,6	258,0	699,6	0,0	750,0	34,2	259,8	700,3	0,4
760,0	31,6	258,0	708,2	0,0	760,0	34,4	260,0	708,5	0,3	760,0	31,6	258,0	708,2	0,0	760,0	34,4	260,0	708,5	0,3
770,0	31,6	258,0	716,7	0,0	770,0	34,4	259,5	716,8	0,3	770,0	31,6	258,0	716,7	0,0	770,0	34,4	259,5	716,8	0,3
780,0	31,6	258,0	725,2	0,0	780,0	34,3	259,0	725,0	0,3	780,0	31,6	258,0	725,2	0,0	780,0	34,3	259,0	725,0	0,3
790,0	31,6	258,0	733,7	0,0	790,0	34,4	259,2	733,3	0,1	790,0	31,6	258,0	733,7	0,0	790,0	34,4	259,2	733,3	0,1
800,0	31,6	258,0	742,2	0,0	800,0	34,4	259,5	741,5	0,2	800,0	31,6	258,0	742,2	0,0	800,0	34,4	259,5	741,5	0,2

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
810,0	31,6	258,0	750,8	0,0	810,0	34,1	259,7	749,8	0,4	810,0	31,6	258,0	750,8	0,0	810,0	34,1	259,7	749,8	0,4
820,0	31,6	258,0	759,3	0,0	820,0	33,1	259,8	758,1	1,0	820,0	31,6	258,0	759,3	0,0	820,0	33,1	259,8	758,1	1,0
830,0	31,6	258,0	767,8	0,0	830,0	32,0	259,8	766,6	1,0	830,0	31,6	258,0	767,8	0,0	830,0	32,0	259,8	766,6	1,0
840,0	31,6	258,0	776,3	0,0	840,0	31,9	259,0	775,0	0,5	840,0	31,6	258,0	776,3	0,0	840,0	31,9	259,0	775,0	0,5
850,0	31,6	258,0	784,9	0,0	850,0	31,8	258,1	783,5	0,5	850,0	31,6	258,0	784,9	0,0	850,0	31,8	258,1	783,5	0,5
860,0	31,6	258,0	793,4	0,0	860,0	31,7	258,1	792,0	0,1	860,0	31,6	258,0	793,4	0,0	860,0	31,7	258,1	792,0	0,1
870,0	31,6	258,0	801,9	0,0	870,0	31,6	259,2	800,5	0,6	870,0	31,6	258,0	801,9	0,0	870,0	31,6	259,2	800,5	0,6
880,0	31,6	258,0	810,4	0,0	880,0	31,5	260,2	809,1	0,6	880,0	31,6	258,0	810,4	0,0	880,0	31,5	260,2	809,1	0,6
890,0	31,6	258,0	818,9	0,0	890,0	31,0	259,6	817,6	0,6	890,0	31,6	258,0	818,9	0,0	890,0	31,0	259,6	817,6	0,6
900,0	31,6	258,0	827,5	0,0	900,0	30,6	259,0	826,2	0,6	900,0	31,6	258,0	827,5	0,0	900,0	30,6	259,0	826,2	0,6
910,0	31,6	258,0	836,0	0,0	910,0	30,3	257,9	834,8	0,6	910,0	31,6	258,0	836,0	0,0	910,0	30,3	257,9	834,8	0,6
920,0	31,6	258,0	844,5	0,0	920,0	30,2	256,4	843,5	0,8	920,0	31,6	258,0	844,5	0,0	920,0	30,2	256,4	843,5	0,8
930,0	31,6	258,0	853,0	0,0	930,0	30,0	255,1	852,1	0,7	930,0	31,6	258,0	853,0	0,0	930,0	30,0	255,1	852,1	0,7
940,0	31,6	258,0	861,6	0,0	940,0	29,9	255,2	860,8	0,1	940,0	31,6	258,0	861,6	0,0	940,0	29,9	255,2	860,8	0,1
950,0	31,6	258,0	870,1	0,0	950,0	29,8	255,3	869,4	0,1	950,0	31,6	258,0	870,1	0,0	950,0	29,8	255,3	869,4	0,1
960,0	31,6	258,0	878,6	0,0	960,0	30,1	255,8	878,1	0,4	960,0	31,6	258,0	878,6	0,0	960,0	30,1	255,8	878,1	0,4
970,0	31,6	258,0	887,1	0,0	970,0	30,6	256,6	886,7	0,6	970,0	31,6	258,0	887,1	0,0	970,0	30,6	256,6	886,7	0,6
980,0	31,6	258,0	895,6	0,0	980,0	31,1	257,1	895,3	0,5	980,0	31,6	258,0	895,6	0,0	980,0	31,1	257,1	895,3	0,5
990,0	31,6	258,0	904,2	0,0	990,0	31,3	256,6	903,9	0,4	990,0	31,6	258,0	904,2	0,0	990,0	31,3	256,6	903,9	0,4
1000,0	31,6	258,0	912,7	0,0	1000,0	31,6	256,1	912,4	0,4	1000,0	31,6	258,0	912,7	0,0	1000,0	31,6	256,1	912,4	0,4
1010,0	31,6	258,0	921,2	0,0	1010,0	31,6	255,6	920,9	0,3	1010,0	31,6	258,0	921,2	0,0	1010,0	31,6	255,6	920,9	0,3
1020,0	31,6	258,0	929,7	0,0	1020,0	31,6	255,1	929,4	0,2	1020,0	31,6	258,0	929,7	0,0	1020,0	31,6	255,1	929,4	0,2
1030,0	31,6	258,0	938,2	0,0	1030,0	31,5	255,3	938,0	0,1	1030,0	31,6	258,0	938,2	0,0	1030,0	31,5	255,3	938,0	0,1
1040,0	31,6	258,0	946,8	0,0	1040,0	31,5	257,0	946,5	0,9	1040,0	31,6	258,0	946,8	0,0	1040,0	31,5	257,0	946,5	0,9
1050,0	31,6	258,0	955,3	0,0	1050,0	31,5	258,6	955,0	0,9	1050,0	31,6	258,0	955,3	0,0	1050,0	31,5	258,6	955,0	0,9
1060,0	31,6	258,0	963,8	0,0	1060,0	31,3	259,3	963,6	0,4	1060,0	31,6	258,0	963,8	0,0	1060,0	31,3	259,3	963,6	0,4

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
1070,0	31,6	258,0	972,3	0,0	1070,0	31,2	259,9	972,1	0,3	1070,0	31,6	258,0	972,3	0,0	1070,0	31,2	259,9	972,1	0,3
1080,0	31,6	258,0	980,9	0,0	1080,0	31,1	260,0	980,7	0,1	1080,0	31,6	258,0	980,9	0,0	1080,0	31,1	260,0	980,7	0,1
1090,0	31,6	258,0	989,4	0,0	1090,0	31,0	259,5	989,2	0,2	1090,0	31,6	258,0	989,4	0,0	1090,0	31,0	259,5	989,2	0,2
1100,0	31,6	258,0	997,9	0,0	1100,0	30,9	259,1	997,8	0,3	1100,0	31,6	258,0	997,9	0,0	1100,0	30,9	259,1	997,8	0,3
1110,0	31,6	258,0	1006,4	0,0	1110,0	30,6	257,4	1006,4	0,9	1110,0	31,6	258,0	1006,4	0,0	1110,0	30,6	257,4	1006,4	0,9
1120,0	31,6	258,0	1014,9	0,0	1120,0	30,9	258,2	1015,0	0,6	1120,0	31,6	258,0	1014,9	0,0	1120,0	30,9	258,2	1015,0	0,6
1130,0	31,6	258,0	1023,5	0,0	1130,0	31,4	259,4	1023,6	0,7	1130,0	31,6	258,0	1023,5	0,0	1130,0	31,4	259,4	1023,6	0,7
1140,0	31,6	258,0	1032,0	0,0	1140,0	31,8	260,5	1032,1	0,7	1140,0	31,6	258,0	1032,0	0,0	1140,0	31,8	260,5	1032,1	0,7
1150,0	31,6	258,0	1040,5	0,0	1150,0	32,3	261,6	1040,5	0,8	1150,0	31,6	258,0	1040,5	0,0	1150,0	32,3	261,6	1040,5	0,8
1160,0	31,6	258,0	1049,0	0,0	1160,0	32,8	262,1	1049,0	0,6	1160,0	31,6	258,0	1049,0	0,0	1160,0	32,8	262,1	1049,0	0,6
1170,0	31,6	258,0	1057,6	0,0	1170,0	33,3	262,6	1057,4	0,6	1170,0	31,6	258,0	1057,6	0,0	1170,0	33,3	262,6	1057,4	0,6
1180,0	31,6	258,0	1066,1	0,0	1180,0	33,5	262,2	1065,7	0,3	1180,0	31,6	258,0	1066,1	0,0	1180,0	33,5	262,2	1065,7	0,3
1190,0	31,6	258,0	1074,6	0,0	1190,0	33,5	260,9	1074,0	0,7	1190,0	31,6	258,0	1074,6	0,0	1190,0	33,5	260,9	1074,0	0,7
1200,0	31,6	258,0	1083,1	0,0	1200,0	33,4	259,7	1082,4	0,7	1200,0	31,6	258,0	1083,1	0,0	1200,0	33,4	259,7	1082,4	0,7
1210,0	31,6	258,0	1091,6	0,0	1210,0	33,1	258,9	1090,8	0,6	1210,0	31,6	258,0	1091,6	0,0	1210,0	33,1	258,9	1090,8	0,6
1220,0	31,6	258,0	1100,2	0,0	1220,0	32,7	258,1	1099,2	0,6	1220,0	31,6	258,0	1100,2	0,0	1220,0	32,7	258,1	1099,2	0,6
1230,0	31,6	258,0	1108,7	0,0	1230,0	32,2	257,4	1107,6	0,6	1230,0	31,6	258,0	1108,7	0,0	1230,0	32,2	257,4	1107,6	0,6
1240,0	31,6	258,0	1117,2	0,0	1240,0	31,7	256,8	1116,1	0,6	1240,0	31,6	258,0	1117,2	0,0	1240,0	31,7	256,8	1116,1	0,6
1250,0	31,6	258,0	1125,7	0,0	1250,0	31,3	256,4	1124,6	0,5	1250,0	31,6	258,0	1125,7	0,0	1250,0	31,3	256,4	1124,6	0,5
1260,0	31,6	258,0	1134,3	0,0	1260,0	31,1	256,8	1133,2	0,3	1260,0	31,6	258,0	1134,3	0,0	1260,0	31,1	256,8	1133,2	0,3
1270,0	31,6	258,0	1142,8	0,0	1270,0	31,0	257,3	1141,7	0,3	1270,0	31,6	258,0	1142,8	0,0	1270,0	31,0	257,3	1141,7	0,3
1280,0	31,6	258,0	1151,3	0,0	1280,0	31,2	257,3	1150,3	0,2	1280,0	31,6	258,0	1151,3	0,0	1280,0	31,2	257,3	1150,3	0,2
1290,0	31,6	258,0	1159,8	0,0	1290,0	31,6	257,1	1158,8	0,4	1290,0	31,6	258,0	1159,8	0,0	1290,0	31,6	257,1	1158,8	0,4
1300,0	31,6	258,0	1168,3	0,0	1300,0	31,7	257,0	1167,3	0,2	1300,0	31,6	258,0	1168,3	0,0	1300,0	31,7	257,0	1167,3	0,2
1310,0	31,6	258,0	1176,9	0,0	1310,0	31,3	257,3	1175,9	0,4	1310,0	31,6	258,0	1176,9	0,0	1310,0	31,3	257,3	1175,9	0,4
1320,0	31,6	258,0	1185,4	0,0	1320,0	30,9	257,6	1184,4	0,4	1320,0	31,6	258,0	1185,4	0,0	1320,0	30,9	257,6	1184,4	0,4

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
1330,0	31,6	258,0	1193,9	0,0	1330,0	30,5	257,1	1193,0	0,4	1330,0	31,6	258,0	1193,9	0,0	1330,0	30,5	257,1	1193,0	0,4
1340,0	31,6	258,0	1202,4	0,0	1340,0	30,2	256,5	1201,6	0,5	1340,0	31,6	258,0	1202,4	0,0	1340,0	30,2	256,5	1201,6	0,5
1350,0	31,6	258,0	1210,9	0,0	1350,0	30,0	256,1	1210,3	0,3	1350,0	31,6	258,0	1210,9	0,0	1350,0	30,0	256,1	1210,3	0,3
1360,0	31,6	258,0	1219,5	0,0	1360,0	30,2	256,3	1219,0	0,2	1360,0	31,6	258,0	1219,5	0,0	1360,0	30,2	256,3	1219,0	0,2
1370,0	31,6	258,0	1228,0	0,0	1370,0	30,4	256,4	1227,6	0,2	1370,0	31,6	258,0	1228,0	0,0	1370,0	30,4	256,4	1227,6	0,2
1380,0	31,6	258,0	1236,5	0,0	1380,0	30,6	255,9	1236,2	0,3	1380,0	31,6	258,0	1236,5	0,0	1380,0	30,6	255,9	1236,2	0,3
1390,0	31,6	258,0	1245,0	0,0	1390,0	30,8	255,3	1244,8	0,4	1390,0	31,6	258,0	1245,0	0,0	1390,0	30,8	255,3	1244,8	0,4
1400,0	31,6	258,0	1253,6	0,0	1400,0	31,1	255,1	1253,4	0,3	1400,0	31,6	258,0	1253,6	0,0	1400,0	31,1	255,1	1253,4	0,3
1410,0	31,6	258,0	1262,1	0,0	1410,0	31,5	255,4	1261,9	0,5	1410,0	31,6	258,0	1262,1	0,0	1410,0	31,5	255,4	1261,9	0,5
1420,0	31,6	258,0	1270,6	0,0	1420,0	31,9	255,7	1270,4	0,5	1420,0	31,6	258,0	1270,6	0,0	1420,0	31,9	255,7	1270,4	0,5
1430,0	31,6	258,0	1279,1	0,0	1430,0	31,7	255,7	1278,9	0,3	1430,0	31,6	258,0	1279,1	0,0	1430,0	31,7	255,7	1278,9	0,3
1440,0	31,6	258,0	1287,6	0,0	1440,0	31,4	255,6	1287,5	0,3	1440,0	31,6	258,0	1287,6	0,0	1440,0	31,4	255,6	1287,5	0,3
1450,0	31,6	258,0	1296,2	0,0	1450,0	31,5	255,5	1296,0	0,2	1450,0	31,6	258,0	1296,2	0,0	1450,0	31,5	255,5	1296,0	0,2
1460,0	31,6	258,0	1304,7	0,0	1460,0	32,3	255,4	1304,5	0,8	1460,0	31,6	258,0	1304,7	0,0	1460,0	32,3	255,4	1304,5	0,8
1470,0	31,6	258,0	1313,2	0,0	1470,0	33,0	255,3	1312,9	0,8	1470,0	31,6	258,0	1313,2	0,0	1470,0	33,0	255,3	1312,9	0,8
1480,0	31,6	258,0	1321,7	0,0	1480,0	32,7	256,0	1321,3	0,5	1480,0	31,6	258,0	1321,7	0,0	1480,0	32,7	256,0	1321,3	0,5
1490,0	31,6	258,0	1330,3	0,0	1490,0	32,4	256,7	1329,7	0,5	1490,0	31,6	258,0	1330,3	0,0	1490,0	32,4	256,7	1329,7	0,5
1500,0	31,6	258,0	1338,8	0,0	1500,0	32,4	256,9	1338,2	0,1	1500,0	31,6	258,0	1338,8	0,0	1500,0	32,4	256,9	1338,2	0,1
1510,0	31,6	258,0	1347,3	0,0	1510,0	32,7	256,6	1346,6	0,3	1510,0	31,6	258,0	1347,3	0,0	1510,0	32,7	256,6	1346,6	0,3
1520,0	31,6	258,0	1355,8	0,0	1520,0	32,9	256,4	1355,0	0,3	1520,0	31,6	258,0	1355,8	0,0	1520,0	32,9	256,4	1355,0	0,3
1530,0	31,6	258,0	1364,3	0,0	1530,0	32,4	257,3	1363,4	0,7	1530,0	31,6	258,0	1364,3	0,0	1530,0	32,4	257,3	1363,4	0,7
1540,0	31,6	258,0	1372,9	0,0	1540,0	31,9	258,1	1371,9	0,7	1540,0	31,6	258,0	1372,9	0,0	1540,0	31,9	258,1	1371,9	0,7
1550,0	31,6	258,0	1381,4	0,0	1550,0	31,3	258,4	1380,4	0,6	1550,0	31,6	258,0	1381,4	0,0	1550,0	31,3	258,4	1380,4	0,6
1560,0	31,6	258,0	1389,9	0,0	1560,0	30,6	258,2	1389,0	0,8	1560,0	31,6	258,0	1389,9	0,0	1560,0	30,6	258,2	1389,0	0,8
1570,0	31,6	258,0	1398,4	0,0	1570,0	29,9	258,1	1397,6	0,7	1570,0	31,6	258,0	1398,4	0,0	1570,0	29,9	258,1	1397,6	0,7
1580,0	31,6	258,0	1407,0	0,0	1580,0	29,8	258,0	1406,3	0,1	1580,0	31,6	258,0	1407,0	0,0	1580,0	29,8	258,0	1406,3	0,1

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
1590,0	31,6	258,0	1415,5	0,0	1590,0	29,7	258,0	1415,0	0,1	1590,0	31,6	258,0	1415,5	0,0	1590,0	29,7	258,0	1415,0	0,1
1600,0	31,6	258,0	1424,0	0,0	1600,0	30,1	258,3	1423,7	0,4	1600,0	31,6	258,0	1424,0	0,0	1600,0	30,1	258,3	1423,7	0,4
1610,0	31,6	258,0	1432,5	0,0	1610,0	30,7	258,8	1432,3	0,7	1610,0	31,6	258,0	1432,5	0,0	1610,0	30,7	258,8	1432,3	0,7
1620,0	31,6	258,0	1441,0	0,0	1620,0	31,3	259,1	1440,8	0,6	1620,0	31,6	258,0	1441,0	0,0	1620,0	31,3	259,1	1440,8	0,6
1630,0	31,6	258,0	1449,6	0,0	1630,0	31,8	259,2	1449,4	0,5	1630,0	31,6	258,0	1449,6	0,0	1630,0	31,8	259,2	1449,4	0,5
1640,0	31,6	258,0	1458,1	0,0	1640,0	32,3	259,2	1457,8	0,5	1640,0	31,6	258,0	1458,1	0,0	1640,0	32,3	259,2	1457,8	0,5
1650,0	31,6	258,0	1466,6	0,0	1650,0	32,4	259,2	1466,3	0,2	1650,0	31,6	258,0	1466,6	0,0	1650,0	32,4	259,2	1466,3	0,2
1660,0	31,6	258,0	1475,1	0,0	1660,0	32,4	259,2	1474,7	0,0	1660,0	31,6	258,0	1475,1	0,0	1660,0	32,4	259,2	1474,7	0,0
1670,0	31,6	258,0	1483,6	0,0	1670,0	32,4	259,0	1483,2	0,1	1670,0	31,6	258,0	1483,6	0,0	1670,0	32,4	259,0	1483,2	0,1
1680,0	31,6	258,0	1492,2	0,0	1680,0	32,0	258,3	1491,6	0,5	1680,0	31,6	258,0	1492,2	0,0	1680,0	32,0	258,3	1491,6	0,5
1690,0	31,6	258,0	1500,7	0,0	1690,0	31,6	257,7	1500,1	0,5	1690,0	31,6	258,0	1500,7	0,0	1690,0	31,6	257,7	1500,1	0,5
1700,0	31,6	258,0	1509,2	0,0	1700,0	31,3	257,9	1508,7	0,4	1700,0	31,6	258,0	1509,2	0,0	1700,0	31,3	257,9	1508,7	0,4
1710,0	31,6	258,0	1517,7	0,0	1710,0	31,0	258,3	1517,2	0,4	1710,0	31,6	258,0	1517,7	0,0	1710,0	31,0	258,3	1517,2	0,4
1720,0	31,6	258,0	1526,3	0,0	1720,0	30,9	258,6	1525,8	0,2	1720,0	31,6	258,0	1526,3	0,0	1720,0	30,9	258,6	1525,8	0,2
1730,0	31,6	258,0	1534,8	0,0	1730,0	31,6	258,7	1534,4	0,6	1730,0	31,6	258,0	1534,8	0,0	1730,0	31,6	258,7	1534,4	0,6
1740,0	31,6	258,0	1543,3	0,0	1740,0	32,2	258,8	1542,8	0,6	1740,0	31,6	258,0	1543,3	0,0	1740,0	32,2	258,8	1542,8	0,6
1750,0	31,6	258,0	1551,8	0,0	1750,0	31,7	258,3	1551,3	0,6	1750,0	31,6	258,0	1551,8	0,0	1750,0	31,7	258,3	1551,3	0,6
1760,0	31,6	258,0	1560,3	0,0	1760,0	31,0	257,6	1559,9	0,8	1760,0	31,6	258,0	1560,3	0,0	1760,0	31,0	257,6	1559,9	0,8
1770,0	31,6	258,0	1568,9	0,0	1770,0	30,4	257,1	1568,5	0,6	1770,0	31,6	258,0	1568,9	0,0	1770,0	30,4	257,1	1568,5	0,6
1780,0	31,6	258,0	1577,4	0,0	1780,0	30,2	256,9	1577,1	0,2	1780,0	31,6	258,0	1577,4	0,0	1780,0	30,2	256,9	1577,1	0,2
1790,0	31,6	258,0	1585,9	0,0	1790,0	30,0	256,6	1585,8	0,2	1790,0	31,6	258,0	1585,9	0,0	1790,0	30,0	256,6	1585,8	0,2
1800,0	31,6	258,0	1594,4	0,0	1800,0	30,3	256,5	1594,4	0,3	1800,0	31,6	258,0	1594,4	0,0	1800,0	30,3	256,5	1594,4	0,3
1810,0	31,6	258,0	1603,0	0,0	1810,0	30,6	256,4	1603,0	0,3	1810,0	31,6	258,0	1603,0	0,0	1810,0	30,6	256,4	1603,0	0,3
1820,0	31,6	258,0	1611,5	0,0	1820,0	30,9	256,9	1611,6	0,4	1820,0	31,6	258,0	1611,5	0,0	1820,0	30,9	256,9	1611,6	0,4
1830,0	31,6	258,0	1620,0	0,0	1830,0	31,3	258,1	1620,2	0,7	1830,0	31,6	258,0	1620,0	0,0	1830,0	31,3	258,1	1620,2	0,7
1840,0	31,6	258,0	1628,5	0,0	1840,0	31,7	259,2	1628,7	0,7	1840,0	31,6	258,0	1628,5	0,0	1840,0	31,7	259,2	1628,7	0,7

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
1850,0	31,6	258,0	1637,0	0,0	1850,0	31,8	259,2	1637,2	0,2	1850,0	31,6	258,0	1637,0	0,0	1850,0	31,8	259,2	1637,2	0,2
1860,0	31,6	258,0	1645,6	0,0	1860,0	32,0	259,2	1645,7	0,1	1860,0	31,6	258,0	1645,6	0,0	1860,0	32,0	259,2	1645,7	0,1
1870,0	31,6	258,0	1654,1	0,0	1870,0	32,6	259,2	1654,2	0,7	1870,0	31,6	258,0	1654,1	0,0	1870,0	32,6	259,2	1654,2	0,7
1880,0	31,6	258,0	1662,6	0,0	1880,0	33,6	259,2	1662,5	1,0	1880,0	31,6	258,0	1662,6	0,0	1880,0	33,6	259,2	1662,5	1,0
1890,0	31,6	258,0	1671,1	0,0	1890,0	34,4	259,2	1670,8	0,8	1890,0	31,6	258,0	1671,1	0,0	1890,0	34,4	259,2	1670,8	0,8
1900,0	31,6	258,0	1679,6	0,0	1900,0	34,7	259,2	1679,1	0,3	1900,0	31,6	258,0	1679,6	0,0	1900,0	34,7	259,2	1679,1	0,3
1910,0	31,6	258,0	1688,2	0,0	1910,0	32,9	259,1	1687,4	1,8	1910,0	31,6	258,0	1688,2	0,0	1910,0	32,9	259,1	1687,4	1,8
1920,0	31,6	258,0	1696,7	0,0	1920,0	31,6	260,1	1695,8	1,4	1920,0	31,6	258,0	1696,7	0,0	1920,0	31,6	260,1	1695,8	1,4
1930,0	31,6	258,0	1705,2	0,0	1930,0	31,6	261,6	1704,3	0,8	1930,0	31,6	258,0	1705,2	0,0	1930,0	31,6	261,6	1704,3	0,8
1940,0	31,6	258,0	1713,7	0,0	1940,0	31,7	260,1	1712,8	0,8	1940,0	31,6	258,0	1713,7	0,0	1940,0	31,7	260,1	1712,8	0,8
1950,0	31,6	258,0	1722,3	0,0	1950,0	31,2	258,8	1721,4	0,8	1950,0	31,6	258,0	1722,3	0,0	1950,0	31,2	258,8	1721,4	0,8
1960,0	31,6	258,0	1730,8	0,0	1960,0	30,8	257,5	1729,9	0,8	1960,0	31,6	258,0	1730,8	0,0	1960,0	30,8	257,5	1729,9	0,8
1970,0	31,6	258,0	1739,3	0,0	1970,0	31,1	257,3	1738,5	0,3	1970,0	31,6	258,0	1739,3	0,0	1970,0	31,1	257,3	1738,5	0,3
1980,0	31,6	258,0	1747,8	0,0	1980,0	31,3	257,0	1747,1	0,3	1980,0	31,6	258,0	1747,8	0,0	1980,0	31,3	257,0	1747,1	0,3
1990,0	31,6	258,0	1756,3	0,0	1990,0	31,6	256,8	1755,6	0,3	1990,0	31,6	258,0	1756,3	0,0	1990,0	31,6	256,8	1755,6	0,3
2000,0	31,6	258,0	1764,9	0,0	2000,0	31,8	256,7	1764,1	0,2	2000,0	31,6	258,0	1764,9	0,0	2000,0	31,8	256,7	1764,1	0,2
2010,0	31,6	258,0	1773,4	0,0	2010,0	31,2	258,8	1772,6	1,3	2010,0	31,6	258,0	1773,4	0,0	2010,0	31,2	258,8	1772,6	1,3
2020,0	31,6	258,0	1781,9	0,0	2020,0	30,6	260,8	1781,2	1,2	2020,0	31,6	258,0	1781,9	0,0	2020,0	30,6	260,8	1781,2	1,2
2030,0	31,6	258,0	1790,4	0,0	2030,0	30,3	259,3	1789,8	0,9	2030,0	31,6	258,0	1790,4	0,0	2030,0	30,3	259,3	1789,8	0,9
2040,0	31,6	258,0	1799,0	0,0	2040,0	29,9	257,9	1798,5	0,8	2040,0	31,6	258,0	1799,0	0,0	2040,0	29,9	257,9	1798,5	0,8
2050,0	31,6	258,0	1807,5	0,0	2050,0	29,7	258,2	1807,2	0,3	2050,0	31,6	258,0	1807,5	0,0	2050,0	29,7	258,2	1807,2	0,3
2060,0	31,6	258,0	1816,0	0,0	2060,0	29,5	258,5	1815,9	0,3	2060,0	31,6	258,0	1816,0	0,0	2060,0	29,5	258,5	1815,9	0,3
2070,0	31,6	258,0	1824,5	0,0	2070,0	29,5	259,0	1824,6	0,2	2070,0	31,6	258,0	1824,5	0,0	2070,0	29,5	259,0	1824,6	0,2
2080,0	31,6	258,0	1833,0	0,0	2080,0	29,6	259,4	1833,3	0,2	2080,0	31,6	258,0	1833,0	0,0	2080,0	29,6	259,4	1833,3	0,2
2090,0	31,6	258,0	1841,6	0,0	2090,0	29,8	258,8	1842,0	0,3	2090,0	31,6	258,0	1841,6	0,0	2090,0	29,8	258,8	1842,0	0,3
2100,0	31,6	258,0	1850,1	0,0	2100,0	30,1	258,4	1850,6	0,4	2100,0	31,6	258,0	1850,1	0,0	2100,0	30,1	258,4	1850,6	0,4

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
2110,0	31,6	258,0	1858,6	0,0	2110,0	30,8	260,1	1859,2	1,1	2110,0	31,6	258,0	1858,6	0,0	2110,0	30,8	260,1	1859,2	1,1
2120,0	31,6	258,0	1867,1	0,0	2120,0	31,4	261,3	1867,8	0,9	2120,0	31,6	258,0	1867,1	0,0	2120,0	31,4	261,3	1867,8	0,9
2130,0	31,6	258,0	1875,7	0,0	2130,0	31,3	258,9	1876,3	1,3	2130,0	31,6	258,0	1875,7	0,0	2130,0	31,3	258,9	1876,3	1,3
2140,0	31,6	258,0	1884,2	0,0	2140,0	31,2	257,0	1884,9	1,0	2140,0	31,6	258,0	1884,2	0,0	2140,0	31,2	257,0	1884,9	1,0
2150,0	31,6	258,0	1892,7	0,0	2150,0	31,4	256,2	1893,4	0,5	2150,0	31,6	258,0	1892,7	0,0	2150,0	31,4	256,2	1893,4	0,5
2160,0	31,6	258,0	1901,2	0,0	2160,0	31,6	255,5	1902,0	0,4	2160,0	31,6	258,0	1901,2	0,0	2160,0	31,6	255,5	1902,0	0,4
2170,0	31,6	258,0	1909,7	0,0	2170,0	31,9	256,7	1910,5	0,7	2170,0	31,6	258,0	1909,7	0,0	2170,0	31,9	256,7	1910,5	0,7
2180,0	31,6	258,0	1918,3	0,0	2180,0	32,1	257,7	1919,0	0,6	2180,0	31,6	258,0	1918,3	0,0	2180,0	32,1	257,7	1919,0	0,6
2190,0	31,6	258,0	1926,8	0,0	2190,0	32,1	258,3	1927,4	0,3	2190,0	31,6	258,0	1926,8	0,0	2190,0	32,1	258,3	1927,4	0,3
2200,0	31,6	258,0	1935,3	0,0	2200,0	32,1	259,0	1935,9	0,4	2200,0	31,6	258,0	1935,3	0,0	2200,0	32,1	259,0	1935,9	0,4
2210,0	31,6	258,0	1943,8	0,0	2210,0	32,1	259,8	1944,4	0,4	2210,0	31,6	258,0	1943,8	0,0	2210,0	32,1	259,8	1944,4	0,4
2220,0	31,6	258,0	1952,3	0,0	2220,0	32,2	260,6	1952,8	0,4	2220,0	31,6	258,0	1952,3	0,0	2220,0	32,2	260,6	1952,8	0,4
2230,0	31,6	258,0	1960,9	0,0	2230,0	32,3	261,4	1961,3	0,4	2230,0	31,6	258,0	1960,9	0,0	2230,0	32,3	261,4	1961,3	0,4
2240,0	31,6	258,0	1969,4	0,0	2240,0	32,5	262,0	1969,7	0,4	2240,0	31,6	258,0	1969,4	0,0	2240,0	32,5	262,0	1969,7	0,4
2250,0	31,6	258,0	1977,9	0,0	2250,0	32,8	261,4	1978,2	0,5	2250,0	31,6	258,0	1977,9	0,0	2250,0	32,8	261,4	1978,2	0,5
2260,0	31,6	258,0	1986,4	0,0	2260,0	33,1	260,9	1986,6	0,4	2260,0	31,6	258,0	1986,4	0,0	2260,0	33,1	260,9	1986,6	0,4
2270,0	31,6	258,0	1995,0	0,0	2270,0	32,7	261,8	1995,0	0,6	2270,0	31,6	258,0	1995,0	0,0	2270,0	32,7	261,8	1995,0	0,6
2280,0	31,6	258,0	2003,5	0,0	2280,0	32,4	262,5	2003,4	0,5	2280,0	31,6	258,0	2003,5	0,0	2280,0	32,4	262,5	2003,4	0,5
2290,0	31,6	258,0	2012,0	0,0	2290,0	32,1	261,3	2011,8	0,7	2290,0	31,6	258,0	2012,0	0,0	2290,0	32,1	261,3	2011,8	0,7
2300,0	31,6	258,0	2020,5	0,0	2300,0	31,9	260,4	2020,3	0,5	2300,0	31,6	258,0	2020,5	0,0	2300,0	31,9	260,4	2020,3	0,5
2310,0	31,6	258,0	2029,0	0,0	2310,0	32,0	260,8	2028,8	0,2	2310,0	31,6	258,0	2029,0	0,0	2310,0	32,0	260,8	2028,8	0,2
2320,0	31,6	258,0	2037,6	0,0	2320,0	32,0	261,1	2037,3	0,2	2320,0	31,6	258,0	2037,6	0,0	2320,0	32,0	261,1	2037,3	0,2
2330,0	31,6	258,0	2046,1	0,0	2330,0	31,9	261,1	2045,8	0,1	2330,0	31,6	258,0	2046,1	0,0	2330,0	31,9	261,1	2045,8	0,1
2340,0	31,6	258,0	2054,6	0,0	2340,0	31,8	261,1	2054,3	0,1	2340,0	31,6	258,0	2054,6	0,0	2340,0	31,8	261,1	2054,3	0,1
2350,0	31,6	258,0	2063,1	0,0	2350,0	31,5	260,6	2062,8	0,4	2350,0	31,6	258,0	2063,1	0,0	2350,0	31,5	260,6	2062,8	0,4
2360,0	31,6	258,0	2071,7	0,0	2360,0	31,3	260,0	2071,3	0,4	2360,0	31,6	258,0	2071,7	0,0	2360,0	31,3	260,0	2071,3	0,4

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
2370,0	31,6	258,0	2080,2	0,0	2370,0	31,3	260,0	2079,9	0,0	2370,0	31,6	258,0	2080,2	0,0	2370,0	31,3	260,0	2079,9	0,0
2380,0	31,6	258,0	2088,7	0,0	2380,0	31,4	260,2	2088,4	0,1	2380,0	31,6	258,0	2088,7	0,0	2380,0	31,4	260,2	2088,4	0,1
2390,0	31,6	258,0	2097,2	0,0	2390,0	31,9	261,4	2096,9	0,8	2390,0	31,6	258,0	2097,2	0,0	2390,0	31,9	261,4	2096,9	0,8
2400,0	31,6	258,0	2105,7	0,0	2400,0	32,3	262,5	2105,4	0,7	2400,0	31,6	258,0	2105,7	0,0	2400,0	32,3	262,5	2105,4	0,7
2410,0	31,6	258,0	2114,3	0,0	2410,0	31,9	260,1	2113,9	1,3	2410,0	31,6	258,0	2114,3	0,0	2410,0	31,9	260,1	2113,9	1,3
2420,0	31,6	258,0	2122,8	0,0	2420,0	31,7	258,3	2122,4	1,0	2420,0	31,6	258,0	2122,8	0,0	2420,0	31,7	258,3	2122,4	1,0
2430,0	31,6	258,0	2131,3	0,0	2430,0	31,5	258,2	2130,9	0,1	2430,0	31,6	258,0	2131,3	0,0	2430,0	31,5	258,2	2130,9	0,1
2440,0	31,6	258,0	2139,8	0,0	2440,0	31,4	258,2	2139,4	0,1	2440,0	31,6	258,0	2139,8	0,0	2440,0	31,4	258,2	2139,4	0,1
2450,0	31,6	258,0	2148,4	0,0	2450,0	32,2	258,6	2147,9	0,8	2450,0	31,6	258,0	2148,4	0,0	2450,0	32,2	258,6	2147,9	0,8
2460,0	31,6	258,0	2156,9	0,0	2460,0	32,7	258,8	2156,3	0,6	2460,0	31,6	258,0	2156,9	0,0	2460,0	32,7	258,8	2156,3	0,6
2470,0	31,6	258,0	2165,4	0,0	2470,0	32,6	257,4	2164,8	0,8	2470,0	31,6	258,0	2165,4	0,0	2470,0	32,6	257,4	2164,8	0,8
2480,0	31,6	258,0	2173,9	0,0	2480,0	32,4	256,3	2173,2	0,6	2480,0	31,6	258,0	2173,9	0,0	2480,0	32,4	256,3	2173,2	0,6
2490,0	31,6	258,0	2182,4	0,0	2490,0	31,6	257,1	2181,7	0,9	2490,0	31,6	258,0	2182,4	0,0	2490,0	31,6	257,1	2181,7	0,9
2500,0	31,6	258,0	2191,0	0,0	2500,0	31,0	257,6	2190,2	0,7	2500,0	31,6	258,0	2191,0	0,0	2500,0	31,0	257,6	2190,2	0,7
2510,0	31,6	258,0	2199,5	0,0	2510,0	31,0	257,7	2198,8	0,0	2510,0	31,6	258,0	2199,5	0,0	2510,0	31,0	257,7	2198,8	0,0
2520,0	31,6	258,0	2208,0	0,0	2520,0	31,0	257,7	2207,4	0,0	2520,0	31,6	258,0	2208,0	0,0	2520,0	31,0	257,7	2207,4	0,0
2530,0	31,6	258,0	2216,5	0,0	2530,0	30,7	257,0	2216,0	0,5	2530,0	31,6	258,0	2216,5	0,0	2530,0	30,7	257,0	2216,0	0,5
2540,0	31,6	258,0	2225,0	0,0	2540,0	30,4	256,4	2224,6	0,4	2540,0	31,6	258,0	2225,0	0,0	2540,0	30,4	256,4	2224,6	0,4
2550,0	31,6	258,0	2233,6	0,0	2550,0	30,4	256,9	2233,2	0,3	2550,0	31,6	258,0	2233,6	0,0	2550,0	30,4	256,9	2233,2	0,3
2560,0	31,6	258,0	2242,1	0,0	2560,0	30,3	257,4	2241,8	0,2	2560,0	31,6	258,0	2242,1	0,0	2560,0	30,3	257,4	2241,8	0,2
2570,0	31,6	258,0	2250,6	0,0	2570,0	29,9	256,8	2250,5	0,5	2570,0	31,6	258,0	2250,6	0,0	2570,0	29,9	256,8	2250,5	0,5
2580,0	31,6	258,0	2259,1	0,0	2580,0	29,5	256,3	2259,2	0,5	2580,0	31,6	258,0	2259,1	0,0	2580,0	29,5	256,3	2259,2	0,5
2590,0	31,6	258,0	2267,7	0,0	2590,0	29,9	257,8	2267,9	0,8	2590,0	31,6	258,0	2267,7	0,0	2590,0	29,9	257,8	2267,9	0,8
2600,0	31,6	258,0	2276,2	0,0	2600,0	30,3	259,1	2276,5	0,8	2600,0	31,6	258,0	2276,2	0,0	2600,0	30,3	259,1	2276,5	0,8
2610,0	31,6	258,0	2284,7	0,0	2610,0	30,8	260,2	2285,1	0,8	2610,0	31,6	258,0	2284,7	0,0	2610,0	30,8	260,2	2285,1	0,8
2620,0	31,6	258,0	2293,2	0,0	2620,0	31,4	261,3	2293,7	0,8	2620,0	31,6	258,0	2293,2	0,0	2620,0	31,4	261,3	2293,7	0,8

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
2630,0	31,6	258,0	2301,7	0,0	2630,0	31,6	261,1	2302,2	0,2	2630,0	31,6	258,0	2301,7	0,0	2630,0	31,6	261,1	2302,2	0,2
2640,0	31,6	258,0	2310,3	0,0	2640,0	31,8	260,9	2310,7	0,2	2640,0	31,6	258,0	2310,3	0,0	2640,0	31,8	260,9	2310,7	0,2
2650,0	31,6	258,0	2318,8	0,0	2650,0	31,9	260,9	2319,2	0,1	2650,0	31,6	258,0	2318,8	0,0	2650,0	31,9	261,0	2319,2	0,1
2660,0	31,6	258,0	2327,3	0,0	2660,0	32,0	261,6	2327,7	0,3	2652,6	31,6	258,0	2321,0	0,0	2660,0	32,0	262,0	2327,7	0,5
2670,0	31,0	259,4	2335,8	1,3	2670,0	31,3	263,8	2336,2	1,3	2660,0	31,1	255,3	2327,3	2,0	2670,0	32,7	259,0	2336,1	1,8
2680,0	30,3	261,4	2344,5	1,3	2680,0	30,6	266,0	2344,8	1,3	2670,0	30,5	251,6	2335,9	2,0	2680,0	33,4	257,0	2344,5	1,3
2690,0	29,5	263,6	2353,1	1,3	2690,0	30,1	268,7	2353,4	1,5	2680,0	30,1	247,7	2344,6	2,0	2690,0	33,2	256,0	2352,9	0,6
2700,0	28,8	265,9	2361,9	1,3	2700,0	29,4	271,2	2362,1	1,4	2690,0	29,8	243,7	2353,2	2,0	2700,0	32,2	253,0	2361,3	1,9
2710,0	28,2	268,2	2370,6	1,3	2710,0	28,4	272,4	2370,9	1,1	2700,0	29,5	239,7	2361,9	2,0	2710,0	31,2	248,0	2369,8	2,8
2720,0	27,6	270,7	2379,5	1,3	2720,0	27,5	273,4	2379,7	1,0	2710,0	29,5	235,7	2370,6	2,0	2720,0	30,1	244,0	2378,4	2,3
2730,0	27,0	273,2	2388,4	1,3	2730,0	27,1	273,5	2388,6	0,4	2712,6	29,5	234,6	2372,9	2,0	2730,0	29,2	241,0	2387,1	1,7
2740,0	26,5	275,9	2397,3	1,3	2740,0	26,7	274,0	2397,5	0,5	2720,0	29,7	231,7	2379,3	2,0	2740,0	28,4	238,0	2395,9	1,7
2750,0	26,1	278,6	2406,3	1,3	2750,0	26,6	277,2	2406,4	1,4	2730,0	30,2	227,8	2388,0	2,0	2750,0	29,5	236,0	2404,6	1,5
2760,0	25,6	281,5	2415,3	1,3	2760,0	26,4	280,3	2415,4	1,4	2740,0	30,8	224,0	2396,6	2,0	2760,0	29,4	233,0	2413,3	1,5
2770,0	25,3	284,4	2424,3	1,3	2770,0	26,2	283,4	2424,3	1,4	2750,0	31,5	220,4	2405,1	2,0	2770,0	30,0	230,0	2422,0	1,6
2780,0	25,0	287,4	2433,3	1,3	2780,0	26,1	286,7	2433,3	1,5	2760,0	32,4	216,9	2413,6	2,0	2780,0	29,8	226,0	2430,7	2,0
2790,0	24,8	290,4	2442,4	1,3	2790,0	26,1	290,9	2442,3	1,9	2770,0	33,2	213,6	2422,0	2,0	2790,0	29,6	221,0	2439,4	2,5
2800,0	24,6	293,5	2451,5	1,3	2800,0	26,2	295,0	2451,3	1,8	2780,0	34,2	210,5	2430,4	2,0	2800,0	29,6	217,0	2448,1	2,0
2810,0	24,5	296,6	2460,6	1,3	2810,0	26,0	298,3	2460,3	1,5	2790,0	35,3	207,5	2438,6	2,0	2810,0	29,6	214,0	2456,8	1,5
2820,0	24,4	299,7	2469,7	1,3	2820,0	25,9	301,7	2469,3	1,5	2792,8	35,6	206,7	2440,8	2,0	2820,0	29,8	211,0	2465,5	1,5
2830,0	24,5	302,9	2478,8	1,3	2830,0	25,6	305,5	2478,3	1,7	2800,0	35,3	205,2	2446,7	1,3	2830,0	30,6	207,0	2474,1	2,2
2840,0	24,5	306,0	2487,9	1,3	2840,0	25,3	309,1	2487,3	1,6	2810,0	34,9	203,0	2454,9	1,3	2840,0	31,5	203,0	2482,7	2,2
2850,0	24,7	309,1	2497,0	1,3	2844,2	25,4	310,0	2491,0	1,0	2820,0	34,6	200,8	2463,1	1,3	2850,0	32,4	199,0	2491,2	2,3
2860,0	24,9	312,2	2506,1	1,3	2850,0	25,4	311,3	2496,3	1,0	2830,0	34,4	198,5	2471,4	1,3	2860,0	33,3	194,0	2499,6	2,8
2870,0	25,2	315,2	2515,1	1,3	2860,0	25,5	313,5	2505,4	0,9	2840,0	34,1	196,3	2479,6	1,3	2870,0	34,4	190,0	2507,9	2,5
2880,0	25,5	318,1	2524,2	1,3	2870,0	25,6	314,9	2514,4	0,6	2850,0	33,9	194,0	2487,9	1,3	2880,0	35,9	186,0	2516,0	2,7

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
2890,0	25,9	321,0	2533,2	1,3	2880,0	25,6	316,1	2523,4	0,6	2860,0	33,8	191,7	2496,2	1,3	2890,0	37,4	182,0	2524,1	2,8
2900,0	26,3	323,8	2542,2	1,3	2890,0	25,3	317,1	2532,4	0,5	2870,0	33,7	189,3	2504,5	1,3	2900,0	39,0	178,0	2531,9	3,0
2910,0	26,8	326,4	2551,1	1,3	2900,0	25,0	318,1	2541,5	0,5	2880,0	33,6	187,0	2512,9	1,3	2910,0	40,7	175,0	2539,6	2,5
2920,0	27,4	329,0	2560,0	1,3	2910,0	24,8	319,2	2550,5	0,5	2890,0	33,6	184,6	2521,2	1,3	2920,0	42,4	172,0	2547,1	2,6
2930,0	28,0	331,5	2568,9	1,3	2920,0	24,6	320,3	2559,6	0,5	2900,0	33,6	182,3	2529,5	1,3	2930,0	44,0	171,0	2554,4	1,7
2940,0	28,6	333,9	2577,7	1,3	2930,0	24,5	321,5	2568,7	0,5	2910,0	33,7	179,9	2537,8	1,3	2940,0	45,5	170,0	2561,5	1,7
2950,0	29,3	336,2	2586,4	1,3	2940,0	24,4	322,7	2577,8	0,5	2920,0	33,8	177,6	2546,2	1,3	2950,0	46,0	168,0	2568,5	1,5
2960,0	30,0	338,4	2595,1	1,3	2950,0	24,1	323,3	2586,9	0,4	2930,0	34,0	175,3	2554,5	1,3	2960,0	46,6	167,0	2575,4	0,9
2970,0	30,6	340,1	2603,7	0,0	2960,0	23,9	324,3	2596,1	0,5	2940,0	34,2	173,0	2562,7	1,3	2970,0	47,9	166,0	2582,2	1,5
2980,0	30,6	340,1	2612,4	0,0	2970,0	24,6	327,1	2605,2	1,4	2950,0	34,4	170,7	2571,0	1,3	2980,0	49,9	165,0	2588,8	2,1
2990,0	30,6	340,1	2621,0	0,0	2980,0	25,3	329,7	2614,3	1,3	2960,0	34,7	168,5	2579,2	1,3	2990,0	51,8	164,0	2595,1	2,1
3000,0	30,6	340,1	2629,6	0,0	2990,0	26,1	331,6	2623,3	1,1	2970,0	35,1	166,3	2587,4	1,3	3000,0	52,5	163,0	2601,2	1,1
3010,0	30,6	340,1	2638,2	0,0	3000,0	26,9	333,4	2632,2	1,1	2980,0	35,4	164,1	2595,6	1,3	3010,0	53,3	162,0	2607,2	1,1
3020,0	30,6	340,1	2646,8	0,0	3010,0	27,5	335,4	2641,1	1,1	2984,2	35,6	163,3	2599,0	1,3	3020,0	52,5	162,0	2613,3	0,9
3030,0	30,6	340,1	2655,4	0,0	3020,0	28,0	337,3	2650,0	1,0	2990,0	35,6	163,3	2603,7	0,0	3030,0	50,7	162,0	2619,5	1,7
3040,0	30,6	340,1	2664,0	0,0	3030,0	28,1	338,3	2658,8	0,5	3000,0	35,6	163,3	2611,9	0,0	3040,0	49,1	162,0	2625,9	1,6
3050,0	30,6	340,1	2672,6	0,0	3040,0	28,1	339,2	2667,6	0,4	3010,0	35,6	163,3	2620,0	0,0	3050,0	47,8	163,0	2632,6	1,5
3060,0	30,6	340,1	2681,2	0,0	3050,0	27,3	338,2	2676,5	0,9	3020,0	35,6	163,3	2628,1	0,0	3060,0	46,5	163,0	2639,4	1,3
3070,0	30,6	340,1	2689,8	0,0	3060,0	26,6	337,4	2685,4	0,8	3030,0	35,6	163,3	2636,3	0,0	3070,0	44,7	164,0	2646,4	2,0
3080,0	30,6	340,1	2698,4	0,0	3070,0	25,7	339,7	2694,3	1,3	3040,0	35,6	163,3	2644,4	0,0	3080,0	42,6	164,0	2653,6	2,2
3090,0	30,6	340,1	2707,0	0,0	3080,0	24,9	341,5	2703,4	1,1	3050,0	35,6	163,3	2652,5	0,0	3090,0	40,5	164,0	2661,1	2,1
3100,0	30,6	340,1	2715,7	0,0	3090,0	24,2	341,7	2712,5	0,7	3060,0	35,6	163,3	2660,7	0,0	3100,0	37,8	164,0	2668,8	2,7
3110,0	30,6	340,1	2724,3	0,0	3100,0	23,6	341,9	2721,6	0,6	3070,0	35,6	163,3	2668,8	0,0	3110,0	35,2	163,0	2676,9	2,6
3120,0	30,6	340,1	2732,9	0,0	3110,0	23,5	340,5	2730,8	0,6	3080,0	35,6	163,3	2676,9	0,0	3120,0	32,7	161,0	2685,2	2,8
3130,0	30,6	340,1	2741,5	0,0	3120,0	23,4	339,4	2740,0	0,4	3090,0	35,6	163,3	2685,1	0,0	3130,0	30,2	159,0	2693,7	2,7
3140,0	30,6	340,1	2750,1	0,0	3130,0	23,8	339,2	2749,1	0,4	3100,0	35,6	163,3	2693,2	0,0	3140,0	29,0	158,0	2702,4	1,3

Проектная траектория основного ствола					Фактическая траектория основного ствола					Проектная траектория БС					Фактическая траектория БС				
Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, гр	Азимут, гр	Глубина по вертикали, м	Интенсивность, гр/10 м
3150,0	30,6	340,1	2758,7	0,0	3140,0	24,2	339,1	2758,3	0,4	3110,0	35,6	163,3	2701,3	0,0	3150,0	29,1	157,0	2711,1	0,5
3160,0	30,6	340,1	2767,3	0,0	3150,0	23,3	339,6	2767,4	0,9	3120,0	35,6	163,3	2709,5	0,0	3160,0	29,4	157,0	2719,9	0,3
3170,0	30,6	340,1	2775,9	0,0	3160,0	22,2	340,5	2776,6	1,2	3130,0	35,6	163,3	2717,6	0,0	3170,0	28,0	157,3	2728,6	1,3
3180,0	30,6	340,1	2784,5	0,0	3170,0	19,9	342,6	2786,0	2,4	3140,0	35,6	163,3	2725,7	0,0	3180,0	26,8	158,0	2737,5	1,3
3190,0	30,6	340,1	2793,1	0,0	3180,0	17,7	344,6	2795,4	2,2	3150,0	35,6	163,3	2733,9	0,0	3190,0	25,3	159,0	2746,5	1,6
3200,0	30,6	340,1	2801,7	0,0	3190,0	16,4	344,5	2805,0	1,3	3160,0	35,6	163,3	2742,0	0,0	3200,0	22,8	160,9	2755,6	2,6
3210,0	30,6	340,1	2810,3	0,0	3200,0	15,4	344,2	2814,6	1,0	3170,0	35,6	163,3	2750,1	0,0	3210,0	21,4	163,1	2764,9	1,7
3220,0	30,6	340,1	2818,9	0,0	3210,0	15,9	342,7	2824,3	0,6	3180,0	35,6	163,3	2758,3	0,0	3220,0	20,4	164,2	2774,2	1,0
3230,0	30,6	340,1	2827,6	0,0	3220,0	15,0	344,5	2833,9	1,0	3190,0	35,6	163,3	2766,4	0,0	3221,7	20,2	164,1	2775,9	1,2
3240,0	30,6	340,1	2836,2	0,0	3227,0	15,0	344,0	2840,7	0,2	3200,0	35,6	163,3	2774,5	0,0	3230,0	19,3	164,1	2783,6	1,2
3240,1	30,6	340,1	2836,3	0,0	-	-	-	-	-	3201,8	35,6	163,3	2776,0	0,0	3240,0	18,5	164,3	2793,1	0,8
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3250,0	17,8	164,7	2802,6	0,8
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3260,0	17,5	163,8	2812,1	0,4
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3270,0	16,8	162,1	2821,7	0,9
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3280,0	16,7	161,3	2831,3	0,3
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3287,6	16,5	161,0	2838,6	0,2

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

№ 0/14 Дата 15.08.2025

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ

Настоящим подтверждается, что обоснованно проектирование траекторий многофункциональных скважин с определением направления к точке разветвления и последующей коррекции

А.В. Щербаковым, была включена в проектную документацию для строительства скважин месторождений \_\_\_\_\_:

- Групповой рабочий проект на строительство двуствольных наклонно-направленных эксплуатационных скважин на группу пластов Ач \_\_\_\_\_ месторождения;

- Групповой рабочий проект на строительство двуствольных наклонно-направленных эксплуатационных скважин на пласт ЮВ \_\_\_\_\_ месторождения;

- Строительство поисковой скважины № 1П \_\_\_\_\_ лицензионного участка (с бурением «пилотного» ствола);

- Строительство поисковой скважины № 65П \_\_\_\_\_ лицензионного участка (скважина наклонно-направленная).

Предложенный способ оптимизации траектории многофункциональных скважин, реализованный в программе \_\_\_\_\_, разработанной в ходе выполнения диссертационной работы «Обоснование траекторий многофункциональных скважин на слое \_\_\_\_\_», используется в производственном процессе \_\_\_\_\_ как инструмент для обоснования проектных решений при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири. Этот подход успешно применён при планировании траектории следующих скважин:

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Куст	Тип скважины (ННС - наклонно-направленная с пилотным стволом, МННС – многоствольная наклонно-направленная с боковым стволом)	Диаметр эксплуатационной колонны, мм
1	_____	_____	_____	МННС	178
2	_____	_____	_____	МННС	178

№ п/п	Месторождение	№ скважины	Куст	Тип скважины (ННС - наклонно-направленная с пилотным стволом, МННС – многоствольная наклонно-направленная с боковым стволом)	Диаметр эксплуатационной колонны, мм
3				ННС	146
4				ННС	146
5				ННС	146
6				ННС	146
7				ННС	146

Оптимизация траектории многофункциональных скважин с обоснованным выбором направления к точке разветвления, позволило сократить общую проходку по скважинам на 1,5–3,3 %.

И.о. руководителя проекта  
(Строительство скважин  
Западно-Сибирский регион)



М.М. Фаттахов