

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.243.085.22(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		

Томск – 2023г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ****21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

<b>Код компетенции</b>	<b>Наименование компетенции</b>
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ А.А. Лукин  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
32Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич

Тема работы:

<b>ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>08.02.2023 №39-68/с</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--------------------------------------------	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>	Особенности применения технологии резки боковых стволов; оценка эффективности применения технологии резки боковых стволов при разработке месторождений Западной Сибири; выводы и рекомендации при проведении ЗБС.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Маланина Вероника Анатольевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2023
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич		10.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
32Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич

Тема работы:

<b>ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--------------------------------------------	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2023	Особенности применения технологии резки боковых стволов;	30
11.04.2023	Оценка эффективности применения технологии резки боковых стволов при разработке месторождений Западной Сибири	30
29.04.2023	Выводы и рекомендации при проведении ЗБС	20
18.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		10.02.2023

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич		10.02.2023

## РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 90 страниц, в том числе 20 рисунков, 26 таблица. Список использованных источников содержит 16 источников.

Ключевые слова: скважина, ЗБС, зарезка бокового ствола, горизонтальное бурение, нефть, увеличение дебита, технологии проведения ЗБС, продуктивный пласт, ГРП, методы увеличения нефтеотдачи.

Объектом исследования являются боковые стволы как способ увеличения добычи нефти из трудно извлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири.

Предметом исследования является технология проведения ЗБС на месторождениях Западной Сибири.

В данной работе рассмотрены характеристики многопластовых, высокообводненных месторождений, проведено технологическое обоснование применения технологии зарезки боковых стволов и методы оптимизации данной технологии на месторождениях Западной Сибири. В работе рассмотрен опыт применения технологий зарезки боковых горизонтальных, наклонно-направленных стволов с применением ГРП, МГРП на месторождениях поздней стадии разработки.

Практическая значимость. В ходе проведения технико-экономических расчетов доказано, что по всем месторождениям был получен положительный экономический эффект, что указывает на высокую эффективность технологии ЗБС на данных месторождениях.

Область применения: фонд аварийных, высокообводненных и низкопродуктивных скважин, ранее не дренируемых пропластков и трудноизвлекаемых запасов углеводородов, которые не могут быть извлечены другими методами.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ.....	14
1.1 Отечественный и зарубежный опыт применения резки боковых стволов для совершенствования системы разработки месторождения.....	14
1.2 Основные критерии выбора скважин под бурение бокового ствола в Западной Сибири.....	18
1.3 Выбор метода резки бокового ствола скважины .....	20
1.4 Технология проведения резки боковых стволов .....	22
1.5 Анализ технологических особенностей применения ЗБС.....	27
2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	31
2.1 Основные аспекты использования технологии резки боковых стволов на примере месторождений в Западной Сибири. ....	31
2.2 Опыт применения резки боковых стволов на месторождении Х1 ...	32
2.3 Опыт применения резки боковых стволов на Х2 месторождении...	37
2.4 Опыт применения ЗБС на месторождении Х3.....	40
2.5 Опыт применения ЗБС на месторождении Х4.....	43
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЗБС .....	47
3.1 Недостатки применения ЗБС .....	49
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	52
4.1 Техничко-экономическое обоснование проекта.....	52
4.2 Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .	53
4.2.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	53
4.2.2 SWOT-анализ.....	54

4.3	Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС .....	55
4.4	Составление бюджета проекта .....	56
4.4.1	Расчет количества необходимой техники и оборудования .....	56
4.4.2	Затраты на материалы.....	58
4.4.3	Расчет заработной платы.....	58
4.4.4	Отчисления во внебюджетные фонды.....	60
4.4.5	Формирование бюджета затрат на реализацию проект .....	60
4.5	Расчет экономического эффекта от применения ЗБС.....	61
4.6	Расчет экономических показателей проекта.....	62
4.6.1	Поток денежной наличности .....	62
4.6.2	Индекс доходности .....	63
4.6.3	Период окупаемости вложенных средств .....	64
5	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>68</b>
5.1	Организационные мероприятия по промышленной безопасности.....	68
5.2	Производственная безопасность.....	69
5.2.1	Анализ потенциально возможных вредных производственных факторов.....	69
5.2.2	Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.....	70
5.2.3	Шум, вибрация .....	72
5.2.4	Недостаточная освещенность .....	73
5.2.5	Укусы насекомых или животных .....	74
5.2.6	Физические перегрузки .....	75
5.2.7	Воздействие вредных веществ.....	75
5.3	Анализ опасных производственных факторов.....	76
5.3.1	Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	76
5.3.2	Аппараты под давлением .....	78
5.3.3	Механические опасности .....	78
5.4	Экологическая безопасность.....	79
5.4.1	Воздействие на селитебную зону .....	79

5.4.2	Воздействие на литосферу .....	80
5.4.3	Воздействие на гидросферу .....	81
5.4.4	Воздействие на атмосферу .....	82
5.5	Защита в чрезвычайных ситуациях .....	84
5.6	Выводы по разделу .....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....		88

## ВВЕДЕНИЕ

Разработка месторождений Западной Сибири с низкопроницаемыми коллекторами с помощью вертикальных скважин может оказаться экономически нецелесообразно или невозможно. В результате большая часть запасов не будет включена в промышленную разработку.

Для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрять современные технологии. Одной из таких технологий является зарезка боковых стволов (ЗБС). ЗБС снижает фильтрационное сопротивление в призабойной зоне за счет увеличения открытого забоя пласта и является перспективным методом не только для повышения производительности скважин, но и для увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивного пласта.

Бурение боковых стволов стало одной из наиболее инвестиционно привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший рост добычи нефти из трудно извлекаемых запасов. Данный метод служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фактически заменяет уплотнение сетки скважин.

Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Применяются разные методы ЗБС из скважин бездействующего фонда: вырезание участка колонны, бурение с отклоняющего клина и прочее. Причем эксплуатация боковых стволов эффективна для всех типов залежей.

Зарезка боковых стволов используется для успешного приведения в рабочее состояние любой из скважин, которые не могут быть использованы по

геолого–техническим условиям. Благодаря технике можно использовать те части пласта, из которых по многим причинам трудно добывать ресурсы.

Чаще всего этот метод используется как экстренная мера. При этом осуществляется бурение дополнительных стволов. При таких боковых выемках все затраты окупаются очень быстро, и это намного дешевле, чем бурить новые скважины.

Основная цель ВКР – оценка эффективности применения технологии ЗБС при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири. Для достижения цели решены следующие задачи:

1. Проанализировать отечественный и зарубежный опыт применения ЗБС для совершенствования системы разработки месторождения;
2. Рассмотреть основы выбора способа ЗБС скважины;
3. Проанализировать основные аспекты применения технологии ЗБС на примере месторождений Западной Сибири;
4. Рассмотреть технику и технологию проведения ЗБС на примере месторождений Западной Сибири;
5. Проанализировать эффективность системы разработки с ЗБС на месторождениях Западной Сибири;

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**НКТ** - насосно-компрессорная труба

**ППД** - поддержание пластового давления

**ЗБС** – зарезка боковых стволов

**БГС** – боковой горизонтальный ствол

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи

**БС** – боковой ствол

**СБТ** – стальных бурильных трубах

**ВНЗ** – водонефтяные зоны

**ЧНЗ** – чисто нефтяная зона

**МГРП** – многостадийный гидравлический разрыв пласта

**АВПД** – аномально высокие пластовые давления

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта

**СПО** – Спускоподъемные операции

**ОПР** – Опытно-промышленные работы

**РЦН** – райбер с центрирующим направлением

**МСС** – многоствольная скважина

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента

**ВВ** – высоковязких

**СВН** – сверхвязких

**БННС** – бурение наклонно-направленного ствола

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства

# **1 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

Более 70 лет назад началась история применения технологии ЗБС для повышения нефтеотдачи пластов месторождений. На месторождениях Западной Сибири широко применяется технология разработки боковыми стволами.

В современном мире при разработке месторождений возникает ряд проблем, характерный не только для месторождений Западной Сибири, но и для других регионов.

Анализируя строительство и эксплуатацию боковых скважин с горизонтальным окончанием, можно сделать вывод о целесообразности разработки пласта, эффективность повышения дебита превысила в 3-11 раз дебиты наклонно-направленных и вертикальных скважин, при этом сохраняя низкую обводненность продукта.

Методы бурения боковых стволов не имеют фундаментальных отличий для различных ориентаций (вертикальной, горизонтальной или наклонной). Основное отличие заключается только в необходимости фрезерования «старой» эксплуатационной колонны и выхода в породу. Работы в «старой» эксплуатационной колонне влекут за собой значительное уменьшение диаметра как оборудования для ведения работ, так и диаметра самого бокового ствола [1].

## **1.1 Отечественный и зарубежный опыт применения резки боковых стволов для совершенствования системы разработки месторождения**

Использование горизонтальных и разветвленных горизонтальных скважин обычно приносит лучшие результаты, чем вертикальные скважины. С начала 1970-х годов такие технологии начали активно развиваться как в России, так и за границей. В настоящее время во всем мире существует более 60 компаний, занимающихся этой технологией.

Elf Aquitaine была одной из первых компаний, которые начали активно исследовать эту технологию, в сотрудничестве с французским институтом нефти IFP AGIP. В 1980 году ИФП инициировал проведение совместного российско-французского симпозиума по наклонно-направленному и горизонтальному бурению в Уфе. Это стало началом второго этапа в применении технологий горизонтального бурения в разработке месторождений нефти и газа.

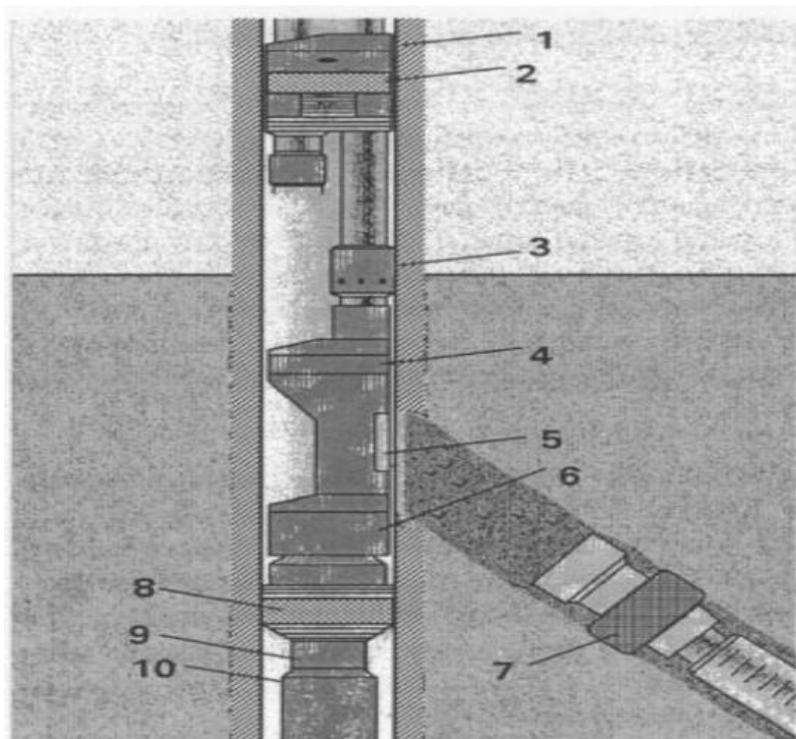
Роспо Маре (Италия) является объектом большого интереса в разработке месторождений нефти с использованием горизонтальных скважин. Здесь была создана первая в мире система добычи нефти с использованием горизонтальных скважин (создана Дюссером). Месторождение расположено в Адриатическом море на глубине 60-90 метров. Нефть с месторождения является тяжелой, ее плотность составляет 0,99 г/см<sup>3</sup>, а вязкость в пластовых условиях - 300 МПа•с. Пласт, расположенный на глубине 1290 метров, имеет низкую вторичную пористость в 1,8% в силу своей геологической природы карстового характера, но его проницаемость очень высока - от 2 до 1500 мкм<sup>2</sup> [1].

На данной стадии имеются малые запасы нефти, оцениваемые менее чем в 100 тыс. тонн, которые расположены в подготовленных и установленных пластах. Так как запасы не являются крупными, то их добыча с помощью обычных скважин является не рентабельной. С целью оптимизации процесса добычи и увеличения доходности может использоваться технология бурения боковых стволов от расположенных близко к перспективным коллекторам скважин. Этот метод является одним из инвестиционно привлекательных способов увеличения добычи со скважин, применяемых на разрабатываемых месторождениях. Бурение боковых стволов позволяет интенсифицировать процесс добычи и увеличить скорость извлечения нефти из продуктивных пластов.

Использование соответствующих технологий включает в себя методы, которые помогают снизить затраты на строительство и разработку скважин.

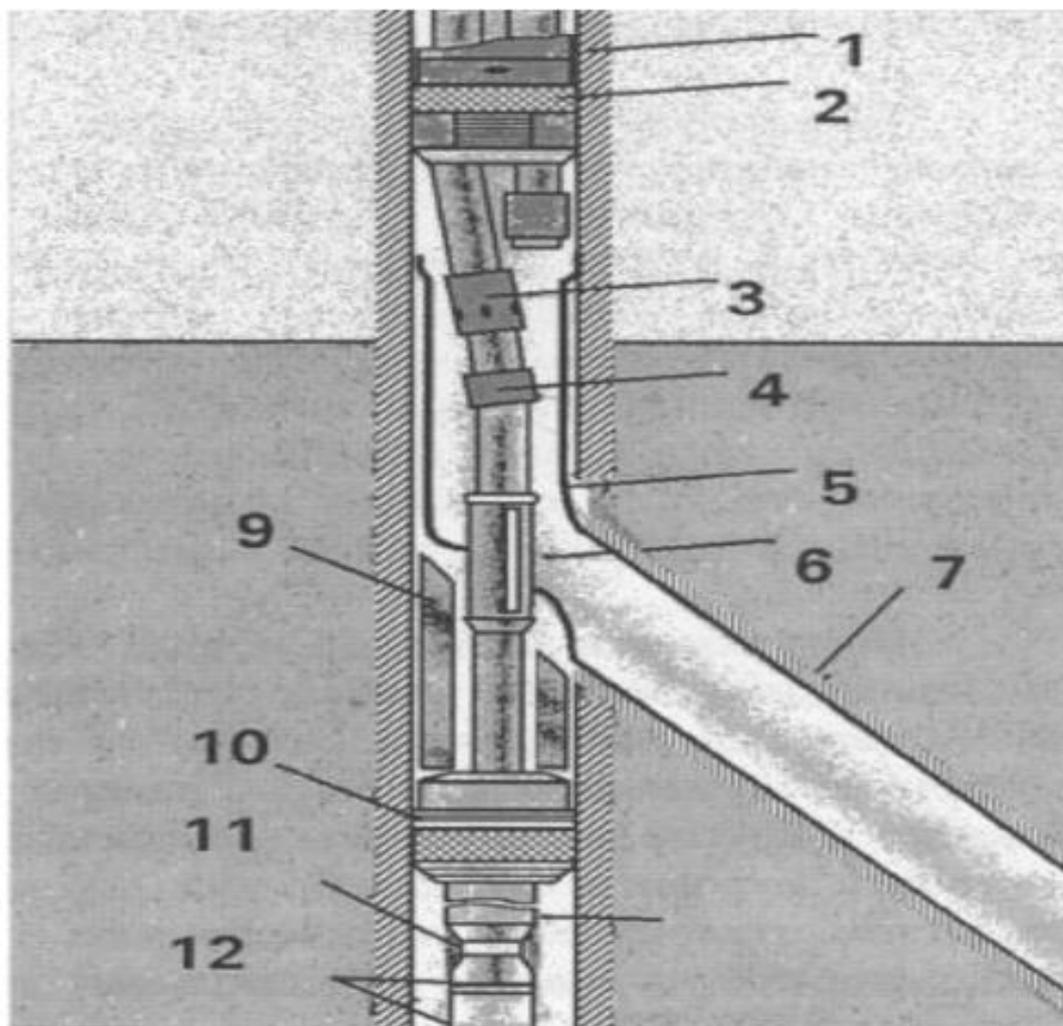
Если в распоряжении имеются скважины-кандидаты, включая законсервированные и заглушенные скважины, которые находятся близко к перспективным структурам, то метод бурения боковых стволов может быть использован в качестве геологоразведочной технологии для их поиска.

Рисунки 1 и 2 демонстрируют примеры того, как устроена система для завершения многоствольных скважин MLT-2000. В необсаженных боковых стволах устанавливаются системы изоляции и обеспечивается доступ для повторного ввода инструмента. Такая система может работать как отдельностоящая, так и смешанная, но боковые стволы не связаны механически с основной скважиной, точки соединения не изолированы и боковые стволы не имеют никакой защиты [2].



1 – Обсадная колонна диаметром 9–5/8"; 2 – двухколонный пакер; 3 – патрубок повышенной прочности – DurX3sleeve; 4 – центратор (рифленый или со сквозными отверстиями для отвода жидкости из бокового ствола в укороченную колонны); 5 – патрубок доступа на длинной колонне; 6 – ориентирующая собачка–защелка (храпового механизма); 7 – опционный хвостовик, спущенный в горизонтальный ствол с пакером гидравлического действия; 8 – пакер, использующийся для многоствольного бурения; 9 – ориентирующий ниппель (патрубок); 10 – направляющий патрубок повторного ввода инструмента.

Рисунок 1 – Система заканчивания многоствольных скважин MLT – 2000 с изоляцией притока и доступом для повторного ввода инструмента



1 – Обсадная колонна диаметром 9–5/8"; 2 – двойной пакер (с двумя комплектами манжет); 3 – патрубок повышенной прочности –DurX3sleve; 4 – шарнирное соединение; 5 – хвостовик горизонтального ствола диаметром 7"; 6 – патрубок доступа; 7 – скважина диаметром 8–1/2"; 8 – ориентирующий ниппель со стыковочным стопорным приспособлением; 9 – полый отклонитель и ориентирующая собачка – защелка; 10 – пакер, использующийся для многоствольного бурения; 11 – приемное гнездо пакера и устройство изоляции; 12 – направляющий патрубок повторного ввода инструмента.

Рисунок 2 – Альтернативная конфигурация системы заканчивания многоствольных скважин MLT –2000

Один из самых критических моментов в системе завершения многоствольных скважин MLT-2000 с изоляцией притока и доступом для повторного ввода инструмента, а также в альтернативной конфигурации системы завершения многоствольных скважин MLT-2000 является целостность пласта в точке соединения, где нет никакой изоляции. Это может привести к перетокам и контаминации воды, что может негативно повлиять на качество добычи и защиту окружающей среды. Поэтому следует уделить

особое внимание контролю целостности пласта в точках соединения и предусмотреть необходимую изоляцию для минимизации рисков.

## **1.2 Основные критерии выбора скважин под бурение бокового ствола в Западной Сибири**

Во многих ситуациях традиционные методы и средства не могут быть использованы эффективно или нецелесообразно. Когда имеется достоверное обоснование для вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом, использование старых скважин на месторождениях ЗБС считается лучшим техническим решением. Бурение боковых скважин обходится дешевле, чем бурение новых скважин.

Причины выбора могут быть разными: поврежденные или неисправные обсадные колонны, обломки, потерянные в скважинах, поврежденные продуктивные зоны в исходных скважинах или связанные с менее истощенными зонами дренирования. Для улучшения и ускорения добычи из зрелых месторождений нефти, зарезка боковых стволов всё чаще используется. Этот процесс стал неотъемлемой частью планов развития и добычи многих операторов.

Они отклоняют ствол скважины от центрального ствола, чтобы бурить отклоняющиеся, горизонтальные и многоствольные скважины для освоения неиспользованных запасов, увеличения контакта между скважиной и пластом, и контроля степени обводненности добываемого пластового флюида.

В нефтегазовой отрасли, зрелым месторождением является то, которое находится на третьей стадии добычи, добыто более 50% своих запасов, и/или те, где добыча достигла своего пика и начинает снижаться. В этих случаях, добыча неиспользованных запасов с низкими затратами является основной причиной отклонения.

Для эффективного и результативного процесса бокового бурения необходимо осуществлять минимизацию затрат при обустройстве скважины и обеспечивать сохранение фильтрующих свойств целевого пласта. Это может

быть достигнуто путём выбора адекватных устьев скважин, конструкций, инструментов для отклонения и фрезерования, а также правильного пользования системой пульпы для боковой сепарации.

Во время бокового бурения на зрелых месторождениях могут возникать такие проблемы, как геологическая и стратиграфическая неопределенность, которая обусловлена изменениями, связанными с более ранними работами на месторождении. Также в процессе фрезерования окна могут появляться абразивные металлические частицы, которые требуют дополнительных затрат на очистку скважин.

Ограниченный выбор диаметра скважины и проблемы стабильности ствола скважины также могут оказывать негативный эффект на процесс бурения. Решение этих проблем может быть связано с использованием передовых технологий и оборудования, а также с повышением квалификации и профессиональных знаний персонала, занятого в процессе бокового бурения. Только при оптимальном использовании этих компонентов можно гарантировать безопасность, эффективность и рентабельность всего процесса.

Правильный выбор бурового раствора и контроль его параметров помогают уменьшить влияние проблем на строительство забойной скважины (ЗБС) и обеспечить более эффективную добычу углеводородов после запуска скважины. Вертикальные скважины могут использоваться как пилотные, а проведение каротажных работ позволяет выявить неиспользуемые пласты, оценить состояние текущих пластов перед проектированием новой ЗБС.

В настоящее время цилиндрическая пробка или клин-отклонитель обычно используются, чтобы инициировать боковую траекторию, чтобы предсказать отклонение долота по заданной траектории [4]. Выбор того или иного инструмента, или комбинации инструментов сопровождается рядом преимуществ и недостатков, влияющих на эффективность процесса ЗБС и его общую стоимость. В этой работе представлено исследование различных инструментов доступных в срезке, их преимущества и недостатки, а также то, как правильное сочетание этих инструментов с правильным выбором

начальной точки и бурового раствора влияет на эффективность и производительность срезки бокового ствола. В таблице 1 представлены характеристики месторождения после применения технологии ЗБС.

Таблица 1 – Увеличение добычи после применения технологии ЗБС

Месторождение	Период времени, года	Количество отработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
X1	5	1375	3384	2,46
X2	4	159	6198,3	33,06
X3	5	57	145	1,64
X4	5	128	392,1	3,1

Некоторые отложения, возникшие благодаря особым условиям осадконакопления, создают обстановку для перемещения углеводородов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении. Геологические объекты с контрастными коллекторскими характеристиками могут играть роль экранов или каналов передачи. Иногда маломощные песчаные коллекторы могут быть неузнаваемыми на сейсмических разрезах, но благодаря своей большой протяженности они видимы на картах структурных горизонтов. Если столкнуться с такой проблемой, то решением может стать применение горизонтальных скважин, что позволит успешно взаимодействовать с маломощными коллекторами и добыть углеводороды по горизонтали вдалеке от устья.

### **1.3 Выбор метода зарезки бокового ствола скважины**

Одним из наиболее распространенных методов создания бокового ствола на скважине является вырезка "окна". Для этого специальный инструмент, клин-отклонитель с ориентирующим устройством, опускается в скважину и устанавливается на искусственный забой. При этом проводятся работы в соответствии с технологией, предоставляемой заводами-

изготовителями. Отклонитель спускается на стальных бурильных трубах (СБТ) с измерением длины инструмента со скоростью до 0,2 м/сек. Установка отклонителя происходит в наклонно-направленных скважинах в пределах  $\pm 90^\circ$  относительно азимута кривизны основного ствола скважины на месте установки. После установки отклонителя приступают к зарезке "окна", используя специальные инструменты, такие как фрезерные головки, карбидные буры или ковшовые долота.

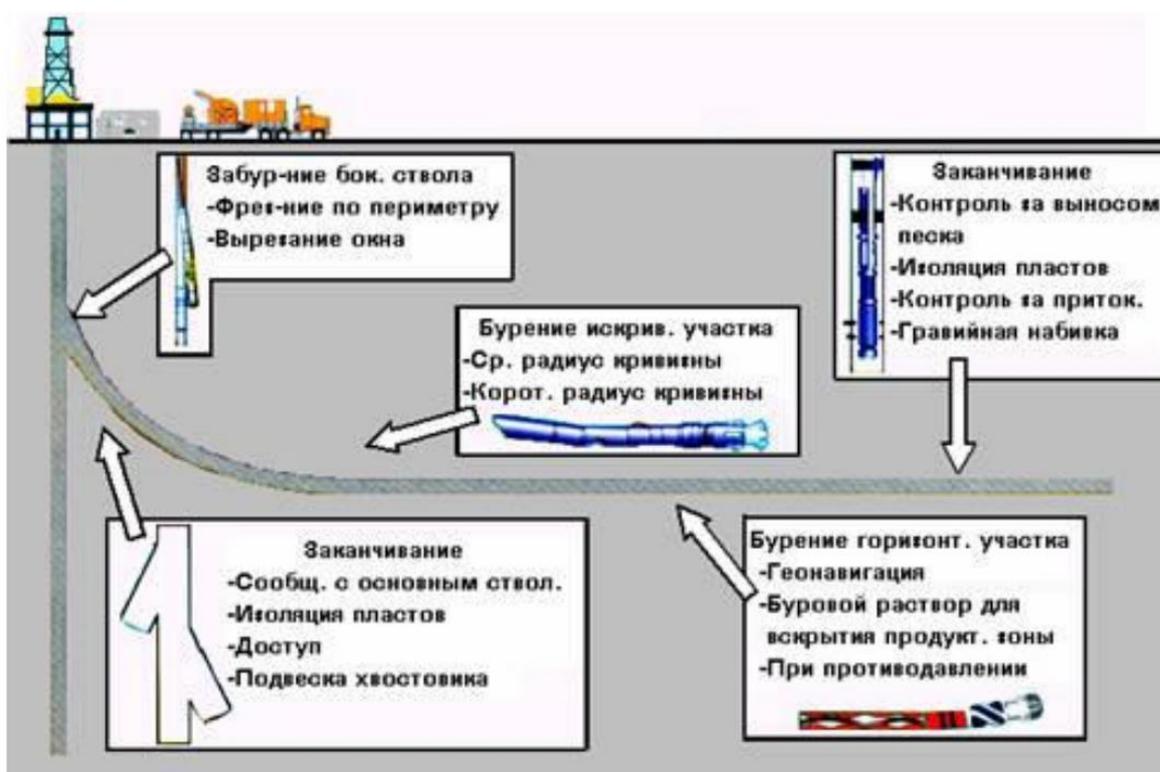


Рисунок 3 – Системы бурения боковых стволов

Второй вариант ЗБС рекомендуется выполнять путем вырезки части эксплуатационной колонны, установки цементной перемычки на всю длину разрезаемой части и бурения бокового ствола из цементной перемычки. При проектировании строительства БС и БГС выбор рациональной конструкции должен обеспечивать:

- эксплуатационную надежность скважины как технического сооружения;
- проектные режимы ее эксплуатации;

- оптимальный режим проводки бокового ствола скважины на уровне современной техники и технологии;
- предупреждение осложнений и аварий, а также охрану недр при бурении и во время эксплуатации;
- качественное разобщение продуктивных и проницаемых горизонтов [6].

#### **1.4 Технология проведения зарезки боковых стволов**

Зарезка боковых стволов является наиболее оптимальной технологией с точки зрения экономики и технологии, которая позволяет вводить в разработку ранее не дренируемые пропластки и трудноизвлекаемые запасы углеводородов, которые не могут быть извлечены другими методами. Применение данной технологии позволит увеличить добычу нефти и коэффициент извлечения углеводородов из пластов. На рисунке 4 представлена схема компоновки хвостовика бокового ствола с открытым забоем. НПП "Горизонт" разработало и запатентовало устройство для многоствольного бурения скважин, которое заключается в использовании профильного перекрывателя в качестве проходного якоря без изменения других элементов устройства. [7]

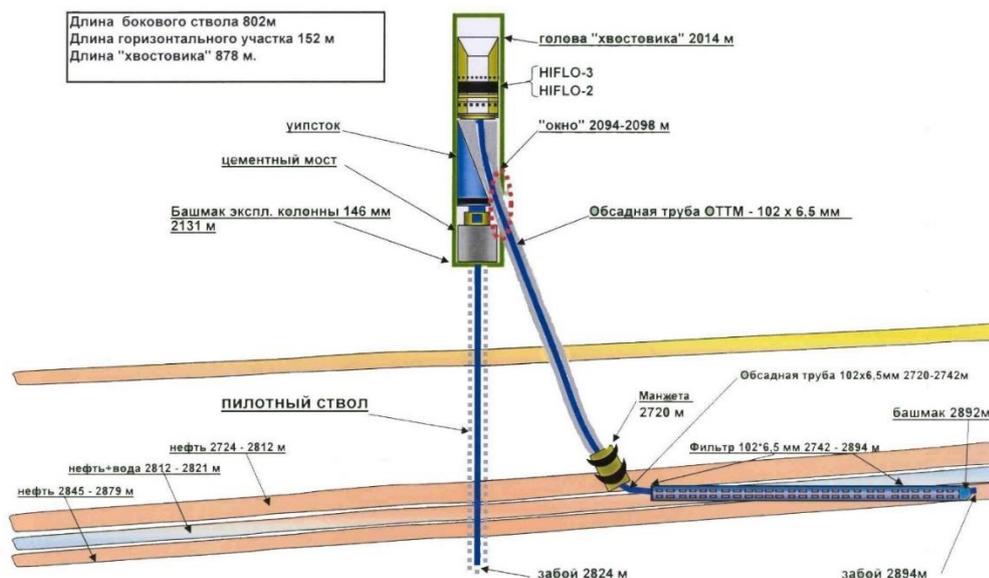


Рисунок 4 – Схема компоновки «хвостовика» бокового ствола с открытым забоем

Верхняя часть устройства состоит из ответной посадочной втулки с направляющей шпонкой, устройства для регулировки положения клина относительно шпонки и удлинителей, которые позволяют устанавливать необходимую глубину точки резки относительно якоря. Данное устройство может быть выполнено любого диаметра, соответствующего размеру ствола скважины (см. рисунок 5).

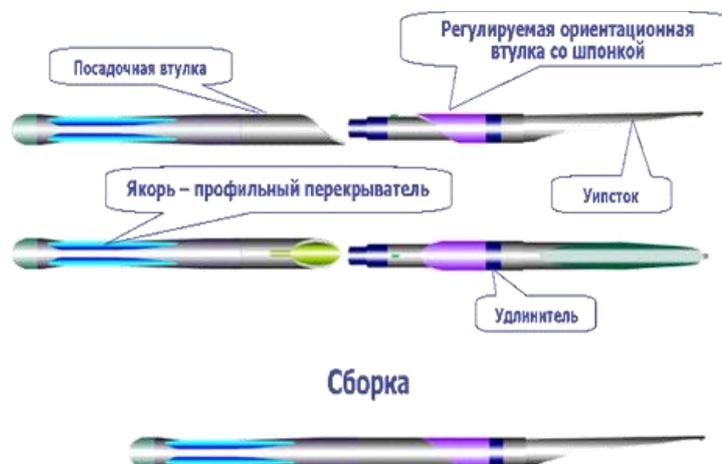


Рисунок 5 – Установка ориентированного уипстока в эксплуатационной колонне для бурения бокового ствола (нескольких стволов)

Это устройство обеспечивает точную резку боковых стволов по заданному направлению с любой глубины, как при резке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвленных горизонтальных скважин, не нарушая нижележащий основной ствол.

Технология Fishbones была применена в карбонатных коллекторах для создания каналов небольшой длины, которые позволяют не нарушать пределы загрязненных зон [8]. В случае закачивания кислотного раствора при повышенном давлении, производится гидромониторное размывание породы и последующее углубление трубок в пласт не более чем на 12 метров (рисунок б).

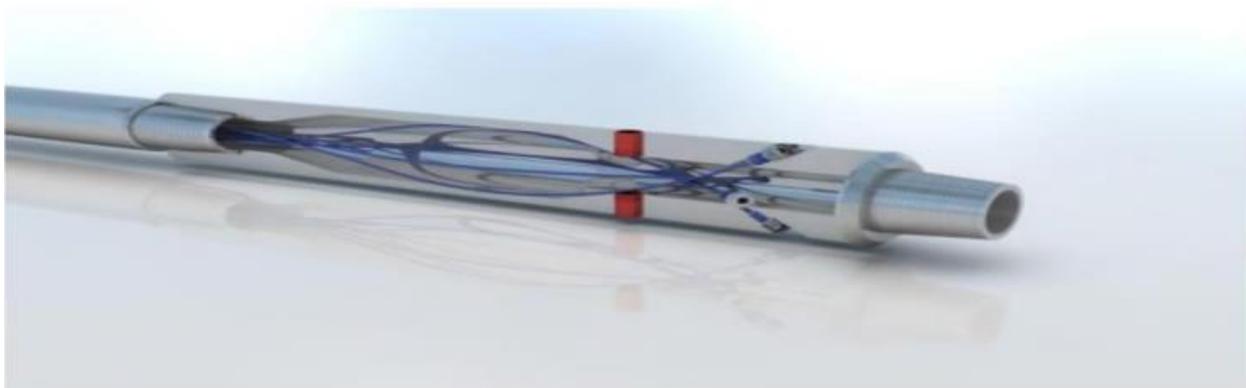
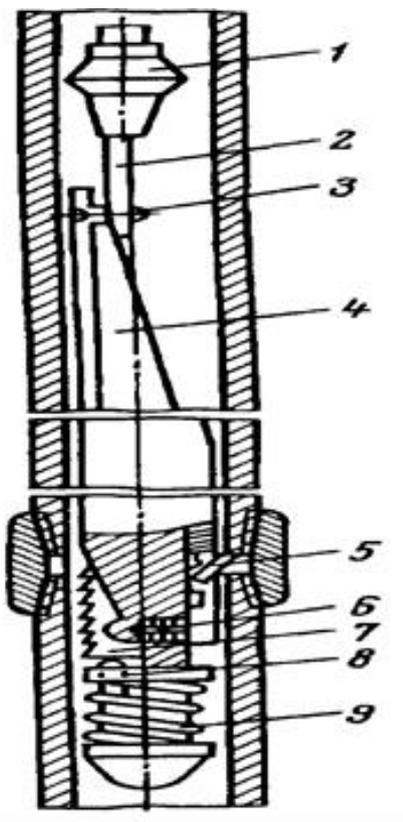


Рисунок 6 – Секция «Fishbones» с трубками из титанового сплава, размещенными в корпусе устройства

Эта технология успешно прошла стендовые испытания в различных карбонатных породах с разной проницаемостью, пористостью и прочностью на сжатие, что позволило ей быть одобренной для использования. Однако, следует учитывать, что для того, чтобы титановые трубки могли попасть в породу и выйти из корпуса перфоратора, необходимо сохранять радиальный зазор между стенкой скважины и инструментом не менее 7 мм. В скважинах карбонатного типа это может быть затруднительно из-за несовершенства калибровки стволов и их открытости.

Для создания выреза часто используют стационарные отклонители, особенно клиновые устройства. Они могут быть закреплены в колонне на расчётной глубине с помощью цементного моста или компрессорных труб, либо на стыке муфтового соединения обсадной колонны. Существует

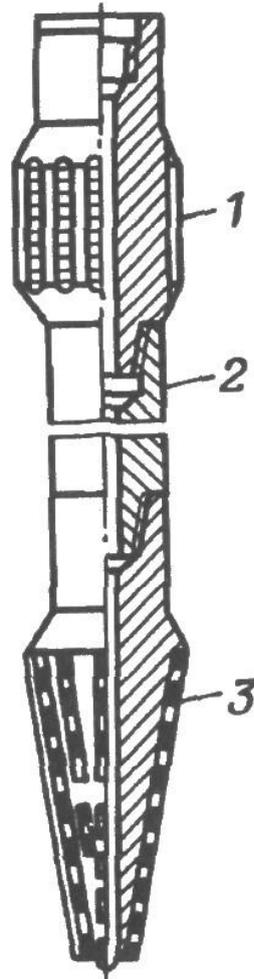
множество конструкций отклонителей с различной формой клина и способом фиксации в колонне (рисунок 7).



1 – райбер; 2 – направление; 3 – болт; 4 – отклонитель; 5 – защёлка; 6 – фиксатор;  
7 – плашка; 8 – шток; 9 – пружина.

Рисунок 7 – Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб

Райбер с центрирующим направлением (РЦН), разработанный в Азербайджанском государственном научно–исследовательском и проектно институте нефтяной промышленности (АзНИПИнефти), является универсальным, так как позволяет за один рейс получить полноразмерный вырез в обсадной колонне. Конструкция райбера РЦН представлена графически (рисунок 8).



1 – верхний райбер; 2 – переводник; 3 – нижний райбер.  
Рисунок 8 – Райбер РЦН конструкции ХЗзНИПИнефти

Шарнирный отклонитель (рисунок 9) используют для забуривания дополнительного ствола с цементного забоя. Отклоняющий инструмент повторно спускают ориентировано до тех пор, пока не будет получено проектное направление по зенитному углу и азимуту скважины. Для этого предварительно подготавливают забой в цементном мосте. Ввиду малой точности ориентирования шарнирный отклонитель чаще всего применяют при забуривании дополнительного ствола в произвольном направлении. После образования нового направления необходимо проработать интервал забуривания расширителем для снятия уступов.

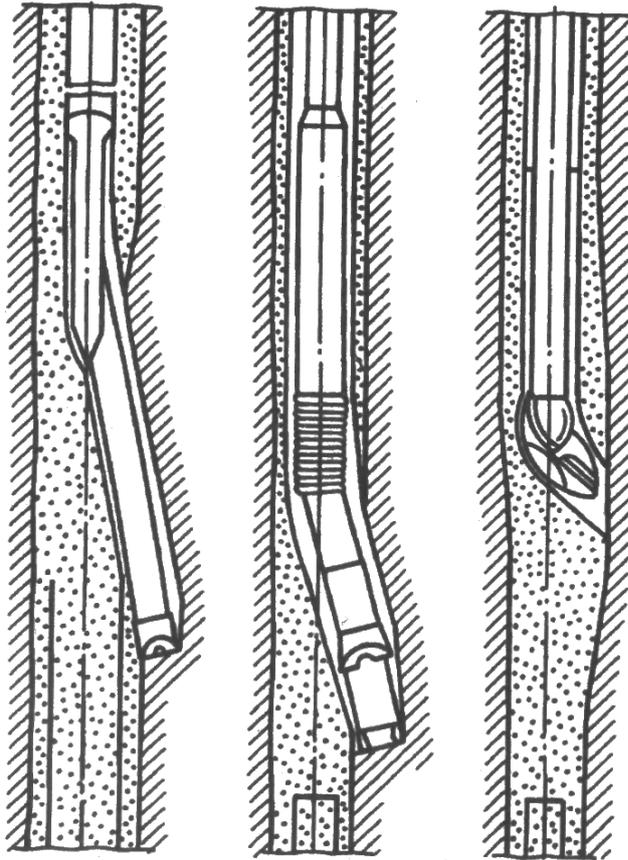


Рисунок 9 – Забуривание дополнительного ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста.

Долбящее долото имеет лопасти скошенной формы. Во время ударов долотом по забою, а также под действием струи промывочной жидкости в цементном мосту и породах, образуется углубление. Оно может быть использовано как направляющий участок для обычного долота в дальнейшем. В некоторых случаях для продолжения бурения после образования уступа может быть применен уипсток или шарнирный отклонитель [10].

### **1.5 Анализ технологических особенностей применения ЗБС**

В настоящее время системы разработки с использованием ЗБС получили широкое распространение. Бурение боковых стволов проводится в зрелых коллекторах, мощность которых от 20 метров и более. Бурение разветвленных горизонтальных скважин на определенных типах месторождений позволяет

увеличить текущую добычу до 20 раз, несмотря на увеличение затрат на бурение в два или три раза.

Технологии развития многозабойных скважин (TAML) определяют шесть уровней сложности соединений между основными и боковыми стволами, используемых в многоствольных скважинах (рисунок 10).

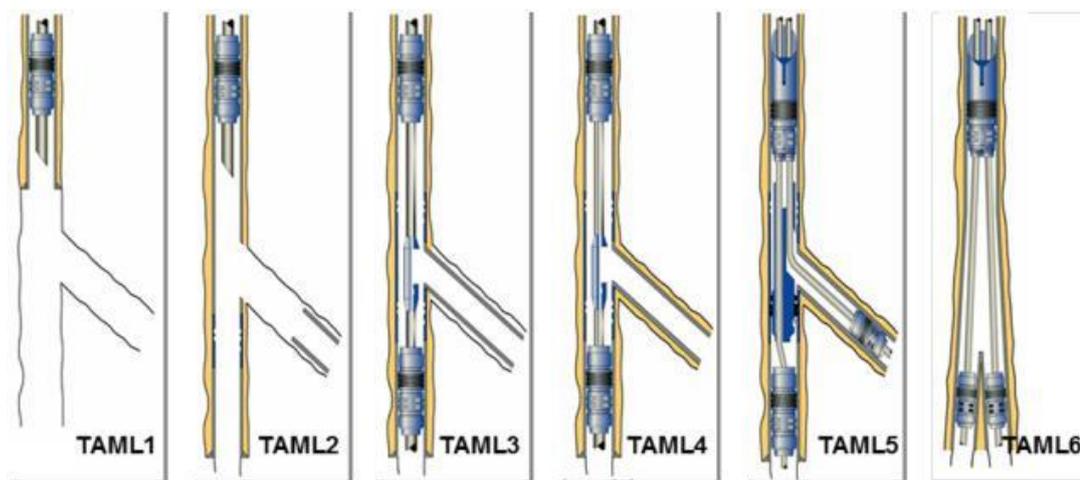


Рисунок 10 – Классификация сочленений многоствольных скважин

ТХ3ML1 и ТХ3ML2 не требуют специальных технических средств для образования сочленения между основным и боковым стволами, и ствол в этом интервале остается необсаженным. Такие скважины часто называют многоствольными и строятся с минимальными затратами времени и материалов, используя обычное оборудование и инструменты бурения. Обычно эти скважины используют для повышения охвата залежи дренированием, но существует риск непопадания в нужный ствол при длительной эксплуатации, поэтому они часто бурятся для уплотнения сетки разработки, без раскрытия каждого ответвления отдельно.

Уровни ТХ3ML3 – ТХ3ML6 означают более сложный процесс соединения основного и бокового стволов Многоствольных скважин (МСС), при котором требуется использование специальных технологий и средств, гарантирующих механическую или гидравлическую изоляцию внутреннего пространства колонн от заколонного. Скважины этого уровня сложности также называют многоствольными, и они могут иметь один или несколько

боковых стволов, раскрывающих различные подслойные объекты или точки в разбуриваемой сетке. Для эксплуатации МСС необходимо использовать специализированное оборудование, позволяющее проводить одновременно-раздельную добычу продукции по каждому стволу. Использование МСС является высокотехнологичным решением и требует соответствующей подготовки и развернутой инфраструктуры.

Стыки конструкции на уровнях 3-5 могут быть созданы по одинаковой технологии, где сначала вырезается "окно" в колонне, затем бурится боковой ствол, после чего спускается "хвостовик", формирующий сочленение между обсадными колоннами основного и бокового стволов. Однако, при создании сочленения на уровне 3 "хвостовик" не цементируется, в то время как на уровнях 4 и 5 его цементируют. На уровне 5 дополнительно устанавливается внутрискважинное оборудование, которое обеспечивает гидравлическую изоляцию интервала стыка от внутреннего пространства ниже и выше расположенных участков основного и бокового стволов.

Уровень 6 также предусматривает создание цементируемого сочленения, но в отличие от уровней 3-5, не требует вырезания "окна" и последующего формирования сочленения основного и бокового стволов. Вместо этого, в скважину спускается колонна с уже готовым сочленением. Еще одним отличием уровня 6 является то, что данная конструкция может применяться только в новых скважинах, в то время как уровни 3-5 могут быть использованы как на новых, так и на старых скважинах.

Рекомендуется использовать конструкцию эксплуатационного забоя со сплошным цементированием "хвостовика" для обсадных колонн и боковых стволов, которые находятся в ВНЗ. Для боковых стволов и обсадных колонн, расположенных частично в ЧНЗ, рекомендуется использовать конструкцию эксплуатационного забоя с фильтром-хвостовиком, который необходимо спустить в интервал продуктивного пласта, но не цементировать. Чтобы обеспечить правильное расположение обсадных колонн в горизонтальном эксплуатационном забое, рекомендуется использовать жесткие центраторы.

Для завершения установки обсадных колонн и боковых стволов требуется обсадить пробуренный ствол фильтром-хвостовиком, который будет подвешен в эксплуатационной колонне основного ствола. При необходимости, компоновка для обсаживания горизонтального участка может включать оборудование для проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП).

Для того, чтобы обеспечить высокое качество цементирования "хвостовиков" обсадных колонн, необходимо включать в обвязку усреднительную емкость. Также для контроля качества технологического процесса цементирования обсадных колонн необходимо использовать станцию контроля цементирования.

Для использования в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать раствор, содержащую буферный порошок (0,5% МПБ-М) и 0,05% ПАВ (неонол).

В случае необходимости, например, при возникновении несовместимых условий бурения, может быть использована конструкция БГС с перекрытием технической колонны 114 (127) мм интервала ствола продуктивным пластом и цементованием этого интервала. После проведения ОЗЦ осуществляется разбуривание оснастки технической колонны и дальнейшее бурение горизонтального ствола. Обсаживание горизонтальной части проводится меньшей диаметром хвостовика - 73 (89, 102) мм. Эта конструкция также может быть использована для строительства многозабойных БГС (разветвленных горизонтальных скважин). Вторым вариантом для бурения многозабойных БГС является бурение транспортного и горизонтальных участков одним типоразмером долота и спуск хвостовика (одного типоразмера) до окончательного забоя. В этом случае, "хвостовик" цементируется манжетным способом.

Конечный выбор варианта для бурения многозабойных БГС зависит от ожидаемой продолжительности работ и стоимости, а также от горно-геологических и технико-технологических условий конкретной скважины.

## **2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Опыт применения технологии ЗБС уже имеют все крупные добывающие компании РФ, среди которых: ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», АО «Зарубежнефть», ПАО «Лукойл», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», ОАО «НГК «Славнефть», ПАО «НК «Русснефть» и другие. Крупнейшими заказчиками на рынке ЗБС в 2017 г. являлись: ПАО «НК «Роснефть» (1276 операций или 36% от суммарного объема ЗБС), ОАО «Сургутнефтегаз» (15 %) и ПАО «ЛУКОЙЛ» (6 %).

### **2.1 Основные аспекты использования технологии резки боковых стволов на примере месторождений Западной Сибири**

Основными объектами применения резки боковых стволов являются:

- залежи тяжелых, высоковязких (ВВ), сверхвязких нефтей (СВН), а также шельфовых и труднодоступных продуктивных зон
- залежи в плотных (ранее не учитываемых в госбалансе) коллекторах.
- маломощные пласты с низкой или неравномерной проницаемостью.
- коллекторах с вертикальной трещиноватостью.

Преимуществами горизонтальных скважин по сравнению с наклонно-направленными включают более равномерный контур питания, что приводит к большему коэффициенту нефтеотдачи, а также более длительный период безводного и безгазового дебита в залежах с подошвенной водой или наличием газовой шапки. Они также имеют высокую продуктивность при низком перепаде забойного и пластового давления, особенно при разработке залежей с АВПД, и могут увеличить коэффициент охвата заводнением.

Для завершения горизонтальной скважины может использоваться более сложный подход, основанный на бурении протяженного горизонтального участка с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта (рисунок 11).

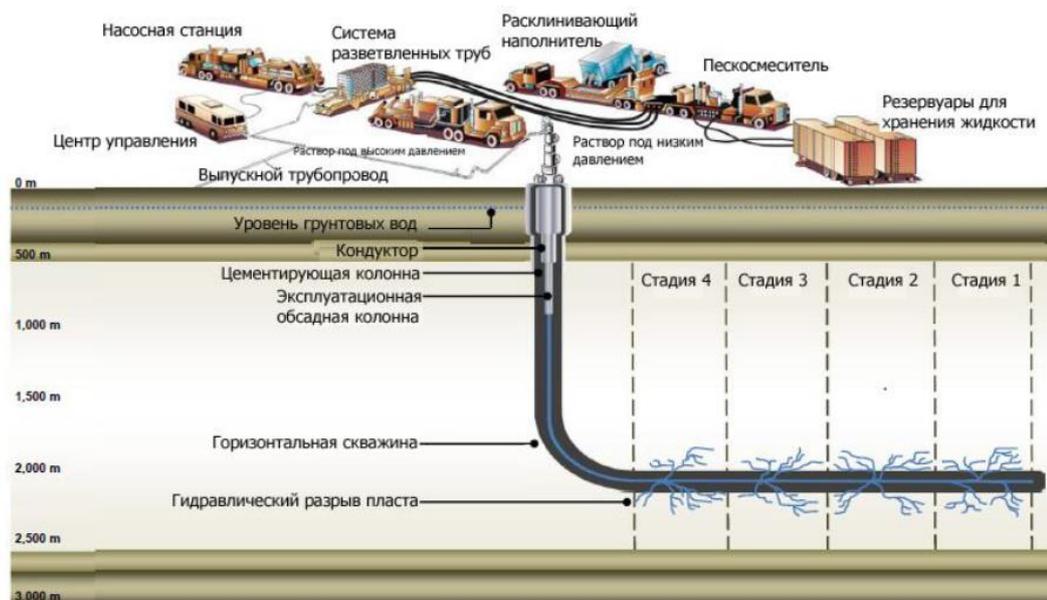


Рисунок 11 – Схема МГРП в горизонтальной скважине

Другой подход к повышению эффективности разработки месторождения связан с использованием разветвленных скважин, бурением боковых стволов.

Многозабойное бурение является логическим и эффективным направлением развития технологии горизонтального бурения в условиях геологически сложных залежей (истощенные, краевые зоны, участки, осложненные водонефтяными контактными зонами с малыми величинами литологических перемычек, и пр.) и имеет перспективы для развития в связи с ухудшением структуры запасов существующих нефтяных месторождений.

## 2.2 Опыт применения зарезки боковых стволов на месторождении X1

Нефтегазоконденсатное месторождение X1 находится в Ханты-Мансийском автономном округе, уже находится на четвертой стадии разработки, однако обводненность продукции все еще в среднем составляет 95%, даже при применении высокоэффективных методов воздействия на пласты месторождения.

На месторождении имеется неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин, которые образуют продуктивные пласты. Главным типом коллекторов являются песчаники, а также крупнозернистые алевролиты.

Одной из основных проблем является довыборка остаточных запасов в межскважинном пространстве, которая осложняется ограниченностью радиуса прямого воздействия на пласт физико-химическими методами. Для проведения такого воздействия необходимо бурение боковых стволов и проведение массивированного гидроразрыва пластов (ГРП), однако это возможно только в условиях устойчивой рабочей среды. На месторождении было принято решение начать бурение боковых стволов из аварийных, высокообводненных и низкопродуктивных скважинах в 1999 году, так как использование других методов и проведение ремонтных работ не привело к положительным результатам.

Зарезка боковых стволов (ЗБС) в настоящее время является основным наиболее эффективным методом увеличения нефтеотдачи, позволяющим вырабатывать запасы нефти из слабодренируемых зон, зон, защемленных рабочим агентом, пластов, имеющих линзовидное строение, пластов с активной подошвенной водой [11].

Этот метод способствует выводу аварийного фонда из неработающей категории путем возобновления добычи на аварийных скважинах. Кроме того, данный метод может быть применен для использования скважин, которые попали в зоны с неблагоприятными геологическими условиями, например, зоны замещения или газовые шапки. В целом, ЗБС является эффективным способом повышения нефтеотдачи на месторождении и оптимизации эксплуатации скважин.

Всего в период 2012–2016 гг. проведено 1375 скважино–операций по зарезке боковых стволов, что на 27% больше проектных объёмов – 1080 скв. – опер. (таблица 2). За счет превышения объёмов ЗБС фактическая дополнительная добыча нефти составляет 3384 тыс.т (рисунок 12). Снижение

эффективности обусловлено неподтверждением структуры остаточных запасов.

Таблица 2 – Показатели эффективности ЗБС в 2012–2016 гг. на месторождении X1

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	230	723	3,1
2013	226	669	3,0
2014	255	653	2,6
2015	315	705	2,2
2016	349	637	1,8

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти от зарезки боковых стволов, на месторождении X1, за период 2012–2016 г. составляет 7067 тыс.т, что в пересчете на одну скважино–операцию составляет 5,1 тыс.т. Средний стартовый дебит нефти составил 25,7 т/сут, дебит жидкости – 121 т/сут.

Максимальный объём дополнительной добычи нефти в год за период 2012–2016 гг. отмечается в 2012 г. и составляет 723 тыс.т или 3,1 тыс.т/скв.– опер.

Зарезки боковых стволов на месторождении X1 реализуются с разными типами заканчивания – с горизонтальным (БГС) и наклонно– направленным (БННС). Освоение ЗБС проводилось без ГРП, с одним ГРП и с многостадийным ГРП (МГРП).

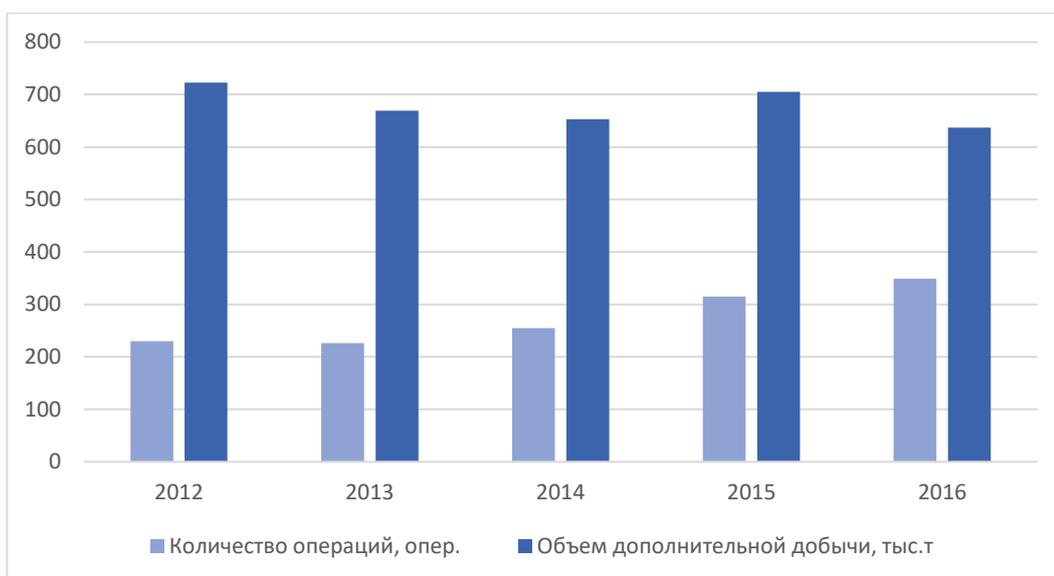


Рисунок 12 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по месторождению X1

Распределение показателей по годам показывает, что в период 2012–2016 гг. происходит неуклонное снижение стартовых дебитов нефти с 32,5 т/сут в 2012 году до 17,3 т/сут в 2016 году, что обусловлено ухудшением структуры ОИЗ и перераспределением структуры ЗБС в динамике по пластам. По сравнению с ЗБС на месторождении X1 в период 2012–2016 гг. проводились 2033 мероприятия ГРП, дополнительная добыча нефти составляет 1721 тыс.т. Максимальный эффект в год реализации получен от ЗБС – 2,5 тыс.т/опер, от ГРП, удельная дополнительная добыча составила 0,85 тыс.т/опер (таблица 3, рисунок 13).

Таблица 3 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2016 гг. на месторождении X1

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	500	526	1,05
2013	527	431	0,82
2014	447	316	0,71
2015	317	243	0,77
2016	242	205	0,85

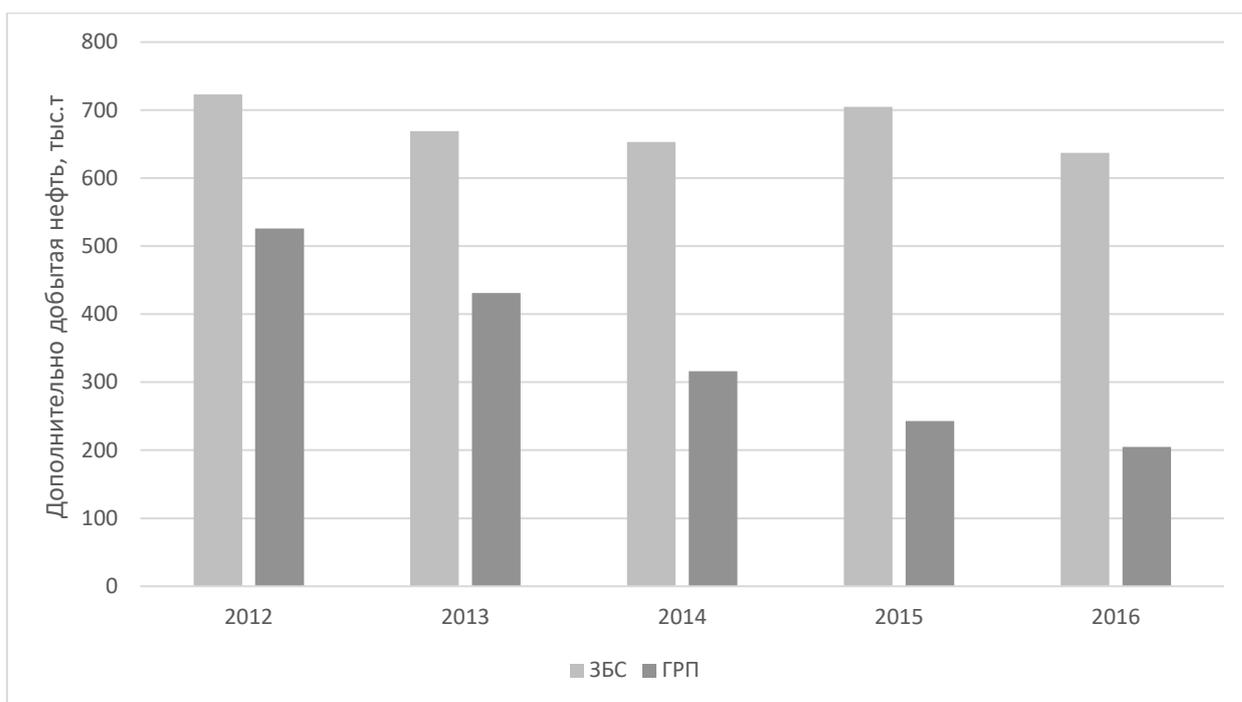


Рисунок 13 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти применением ГРП и ЗБС по годам

На месторождении Х1 применяется технология ЗБС уже более 20 лет. Максимальный объем ЗБС был реализован на пласте АВ4-5 - 389 ед., что составляет 28% от общего количества, при этом удельная дополнительная добыча за "скользящий" год составила 3,9 тыс. тонн/скв.-оп. Значительный объем ЗБС также был реализован на пластах БВ8(0) и БВ8(1-3) - 228 (17%) и 211 ед. (15%), соответственно. Зарезки боковых стволов позволяют решать многие проблемы без необходимости бурения новых скважин, включая вовлечение не дренируемых запасов нефти в межскважинном пространстве, восстановление работоспособности скважин после не ликвидируемых аварий, поиск залежей нефти на нижележащих горизонтах, вовлечение запасов коллекторов с небольшой мощностью, бурение новых скважин на которые экономически нерентабельно и т.д. Благодаря различным профилям БС и технологиям освоения, возможно адаптировать ЗБС для конкретных геологических условий. Зарезки боковых стволов позволяют решать многие вопросы без бурения новых скважин, такие как:

- вовлекать не дренируемые запасы нефти в межскважинном пространстве,
- восстанавливать работоспособность скважин после не ликвидируемых аварий;
- осуществлять поиск залежей нефти на нижележащих горизонтах;
- вовлекать запасы коллекторов с небольшой мощностью, бурение новых скважин на которые экономически нерентабельно и другие.

Благодаря использованию разных профилей вскрытия пластов и применению различных технологий, БС может быть адаптирована для конкретных геологических условий.

### **2.3 Опыт применения зарезки боковых стволов на X2 месторождении**

Нефтяное месторождения X2 находится в Ханты-Мансийском автономном округе на 3 стадии разработки, при этом обводненность составляет 75%.

Количество проведенных операций ЗБС с 01.01.2013 по 01.01.2016 составляет 159 шт (рисунок 4).

Популярность данного метода связана с особенностями геологического строения основного коллектора, продуктивных пласт имеет свойства неравномерности вытеснения и следствие этого, образование участков значительной концентрации остаточный запасов [11].

Таблица 4 – Показатели эффективности ЗБС в 2012–2015 гг. на месторождении X2

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	53	1546,4	29,17
2013	56	1625,1	29,01
2014	53	1543,6	29,12
2015	33	1483,2	44,94

Намерения проводить геолого-технические мероприятия по бурению вторых стволов на месторождении X2 были успешно осуществлены на участках с уже сформированной системой разработки. Было выполнено бурение 283 боковых стволов на тех же объектах, которые использовались до начала мероприятий. Кроме того, проектный фонд был успешно исследован.

Добыча нефти за данный период составила 6198,1 тыс. т, в свою очередь это 7,5 % от всего накопленного фонда добычи нефти. Объем дополнительной добычи и количество обработок на месторождении X2 представлены графически (рисунок 14).

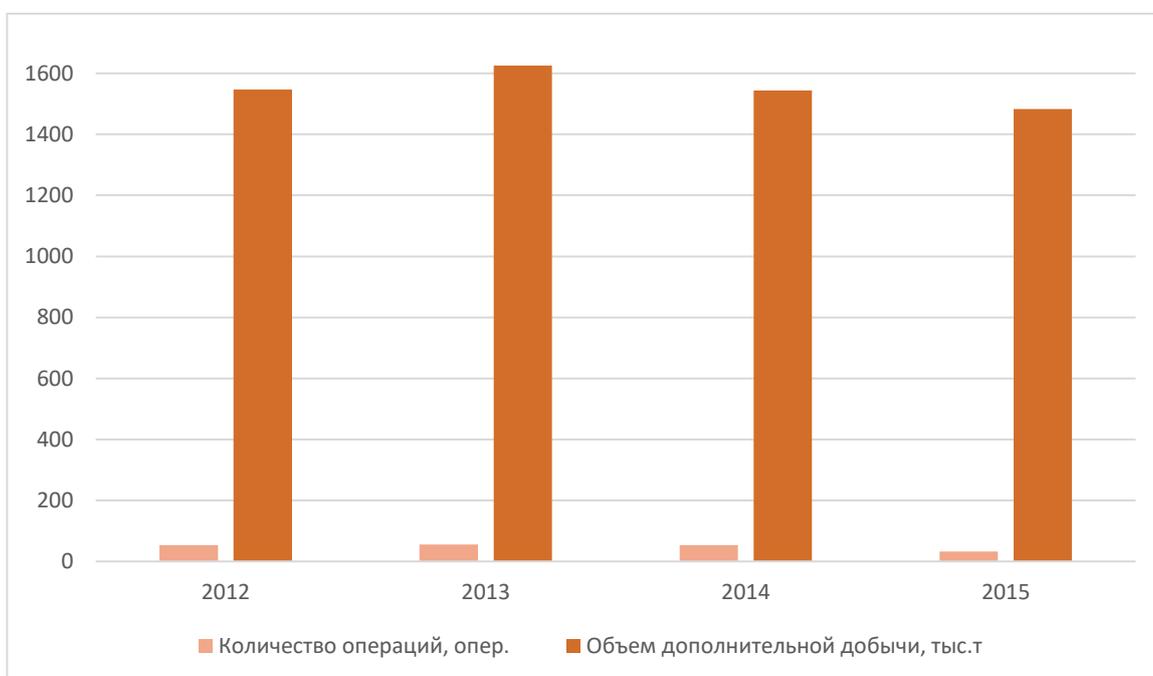


Рисунок 14 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти применением ЗБС по годам

Операции БВГС и БВС проводились на высокообводнённых, низкодебитных и аварийных скважинах, работа которых была остановлена по техническим причинам. Работы по БВС, БВГС осуществлялись, главным образом, на объектах АВ<sub>1-3</sub> (219 скважин или 43 %), АВ<sub>8</sub> (72 скважины или

14 %) и БВ<sub>1-2</sub> (69 скважин или 14 %). Сумма остальных объектов составляет 148 скважин, а это 19 % от общего количества.

На объекте АВ<sub>7<sup>2-6</sup></sub> был зафиксирован самый высокий показатель добычи нефти в размере 58,5 тыс. т на одну скважину. За последние четыре года, среднегодовой дебит нефти для наклонно-направленных скважин, характеризуется отрицательной динамикой, что связано с увеличением выработки НИЗ и ухудшением структуры остаточных подвижных запасов нефти.

Также следует отметить, что у горизонтальных скважин средний входной дебит нефти выше, чем у наклонно-направленных, так как это позволяет прокладывать горизонтальные участки боковых стволов по отдельным наименее выработанным интервалам продуктивных пластов. Это продление периода разработки залежи с меньшей долей воды в продукции и повышает технологическую эффективность по сравнению с наклонно-направленным бурением.

На месторождении Х2 в период с 2012 по 2015 годы было проведено 223 мероприятий по гидроразрыву пласта (ГРП), что привело к дополнительной добыче нефти в объеме 226,2 тыс. т по сравнению с залежами без гидроразрыва. Максимальный эффект был получен от залежей без гидроразрыва, где удельная дополнительная добыча составила 33,06 т в год на одну операцию. В случае использования ГРП этот показатель составил 1,21 тонн на одну операцию (таблица 5, рисунок 15) [11].

Таблица 5 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2015 гг. на месторождении Х2

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	13	11,1	0,85
2013	28	68,9	2,46
2014	95	122,8	1,29
2015	87	23,4	0,26

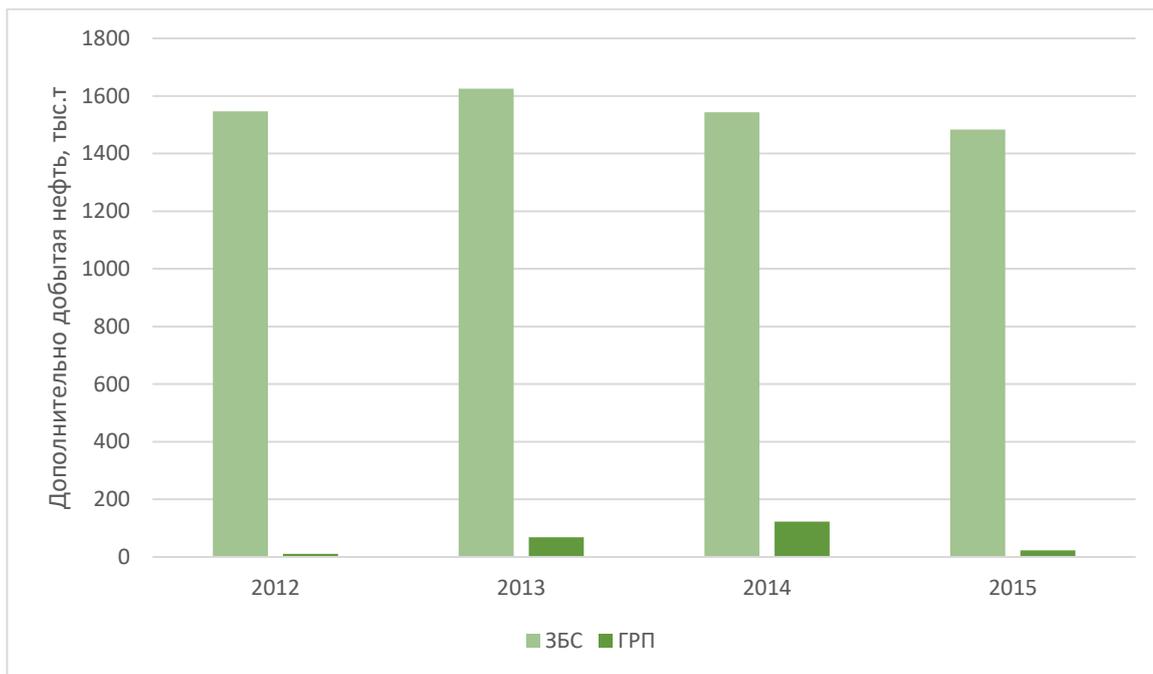


Рисунок 15 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти применением ГРП и ЗБС по годам

Наиболее высокие входные показатели по зарезке второго ствола (дебит нефти более 100 т/сут) за рассматриваемый период были получены в десяти БС с горизонтальным окончанием, из них пять БС пробурено на объект АВ<sub>1-3</sub>; по одному – на объекты АВ<sub>6</sub> и АВ<sub>7<sup>2-6</sup></sub>; три БС – на объект АВ<sub>8</sub>. Максимальным дебитом нефти при этом характеризуется боковой ствол, пробуренный на объект АВ<sub>7<sup>2-6</sup></sub> (1634Л – 171,7 т/сут).

#### 2.4 Опыт применения ЗБС на месторождении ХЗ

Нефтяное месторождение ХЗ находится в Ханты-Мансийском автономном округе, стадия разработки 4, 79 % обводненности.

В период с 2012 г. по 2016 г. на месторождении ХЗ проведено 57 скважино–операций ЗБС, что выше числа запланированных на 23% (57 скважино–операций против 46 запланированных). Больше половины всех ЗБС (37 скв. –опер.) выполнено на объект АС10 (рисунок 15).

По скважинам с технологией ЗБС дополнительная добыча нефти за анализируемый период составляет 145,0 тыс.т, средний удельный технологический эффект 2,5 тыс.т/скв.–опер (таблица 6).

Таблица 6 – Показатели эффективности ЗБС в 2012–2016 гг. на месторождении ХЗ

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	2	0,4	0,20
2013	0	0,0	0,00
2014	3	4,6	1,50
2015	16	28,5	1,78
2016	36	111,5	3,09

За период 2012-2016 гг. было произведено 173 мероприятий ГРП, дополнительная добыча составила 345,8 тыс. т. Самый высокий результат за год реализации получен от ГРП – 1,91 тыс. т, при этом от ЗБС максимальная дополнительная добыча составила 1,64 тыс. т/опер (таблица 7, рисунок 16)

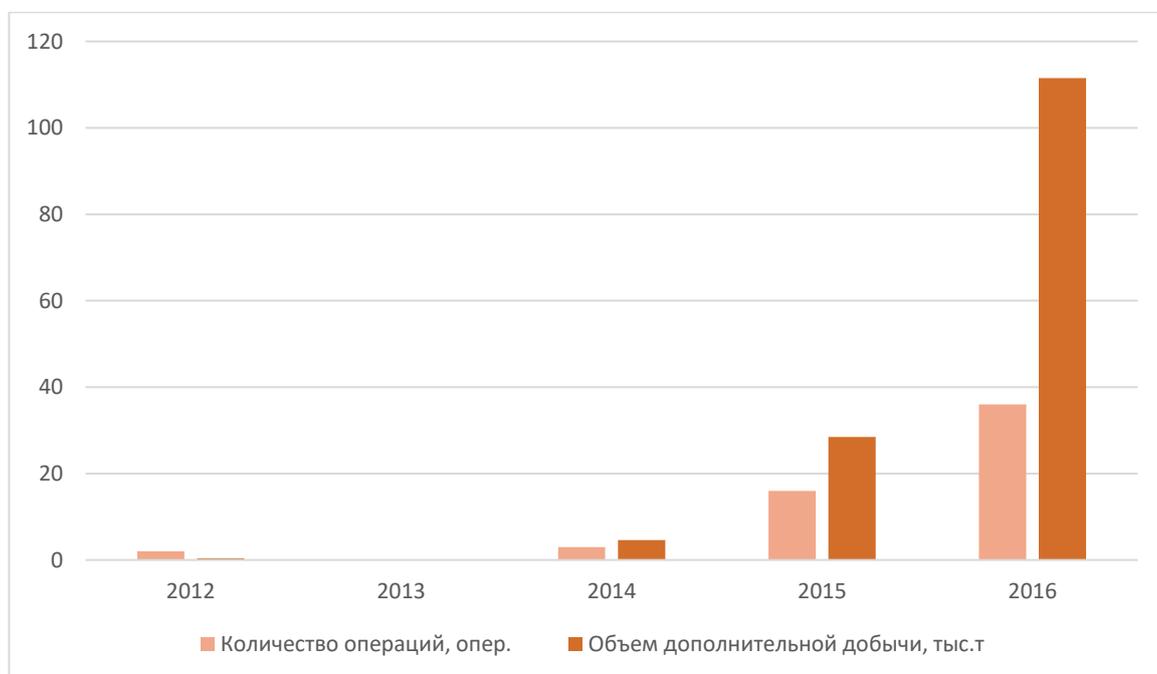


Рисунок 16 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти на месторождении ХЗ

Таблица 7 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2016 гг. на месторождении ХЗ

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	45	137,6	3,05
2013	37	75,2	2,03
2014	44	54,5	1,23
2015	27	52,1	1,92
2016	20	26,4	1,32

На рисунке 17 приведено сравнение операций ЗБС и ГРП на месторождении ХЗ.

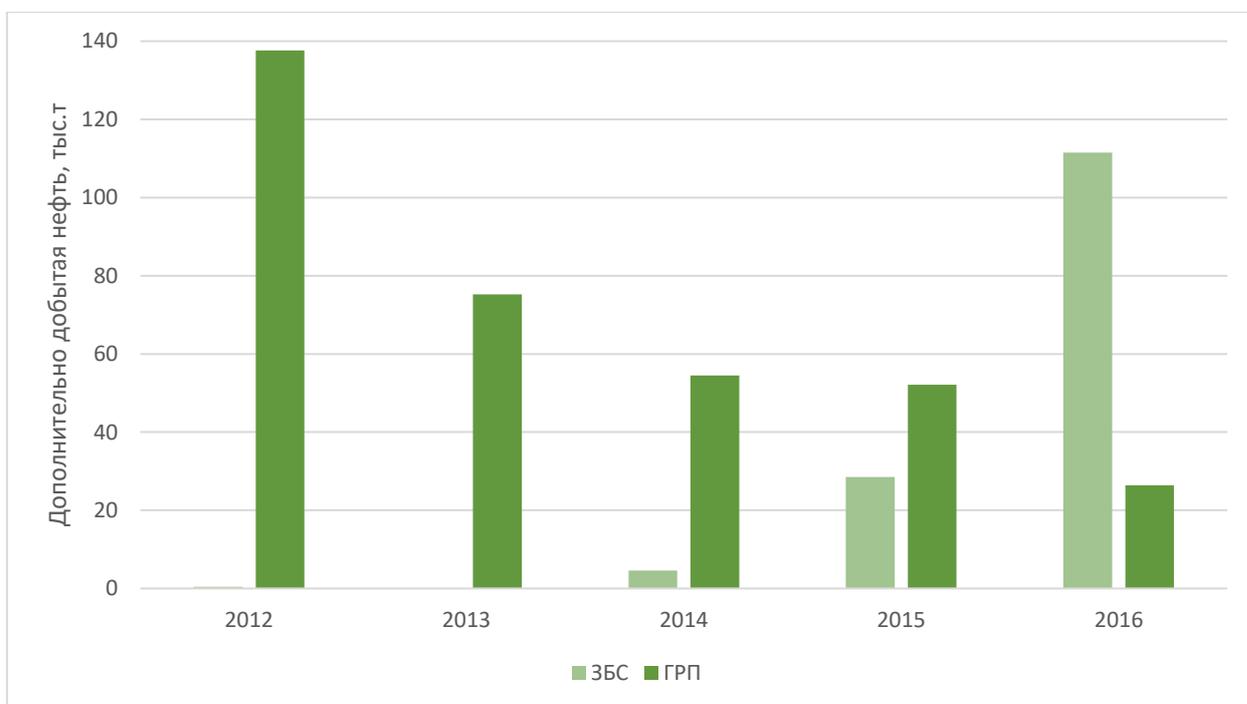


Рисунок 17 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти с применением ГРП и ЗБС по годам на месторождении ХЗ

Можно сделать вывод, что технология ГРП является более эффективной на месторождении ХЗ, при этом наращивать объем работ по технологии ЗБС начали только с 2014 года.

## 2.5 Опыт применения ЗБС на месторождении Х4

Нефтегазовое месторождение Х4 расположено в Ханты-Мансийской АО, разработка находится на 3 стадии, обводненность 79%.

Начиная с 1997 года на месторождении было начато бурение боковых стволов, а их ввод в эксплуатацию произошел в 2000 году. К 01.01.2017 году было выполнено 145 зарезок бокового ствола (ЗБС), среди которых 19 скважин имели горизонтальное окончание (ЗБГС), а 126 скважин были вертикальными (ЗБВС). Бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием на месторождении началось только с 2012 года.

С 2012 по 2016 год на месторождении было проведено 128 скважино-операций бокового ствола (ЗБС). Дополнительная добыча нефти из скважин с ЗБС за этот период составила 392,1 тыс. тонн, а удельный технологический эффект на одну скважино-операцию был в среднем 3,1 тыс. т (таблица 8, рисунок 18).

Таблица 8 – Показатели эффективности ЗБС в 2012–2016 гг. на месторождении Х4

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	11	28,3	2,57
2013	22	81,2	3,69
2014	16	43,0	2,68
2015	35	133,5	3,81
2016	44	106,1	2,41

Для разработки ЗБС использовались скважины с высокой обводненностью, низкой производительностью и аварийные скважины, которые не могли быть в работе по разным причинам. Зарезка проводилась как в зонах пласта, где уже был выработан проектный фонд скважин и происходит добыча запасов, так и в неэксплуатируемых зонах с помощью материнских скважин с других объектов.

На месторождении ХЗ было пробурено 120 боковых стволов в тех же скважинах, которые эксплуатировались до проведения мероприятий, но теперь были пробурены на участки с более высокой концентрацией остаточных запасов нефти. Кроме того, было пробурено 24 скважины для нижележащего объекта и 1 скважина для возврата на вышележащий объект.

Основные работы по проектированию и вводу в эксплуатацию ЗБС были проведены на объекте БВ<sub>8</sub> (117 скважин или 81%). Также было пробурено 26 скважин (18%) на объекте ЮВ<sub>1</sub> и 2 скважины (1%) на объекте Ач. Общая дополнительная добыча нефти в результате бурения боковых стволов за весь период разработки месторождения составила 1771 тыс. т к 01.01.2017 году, что в среднем равняется 12,1 тыс. тонн на одну скважину (рисунок 18).

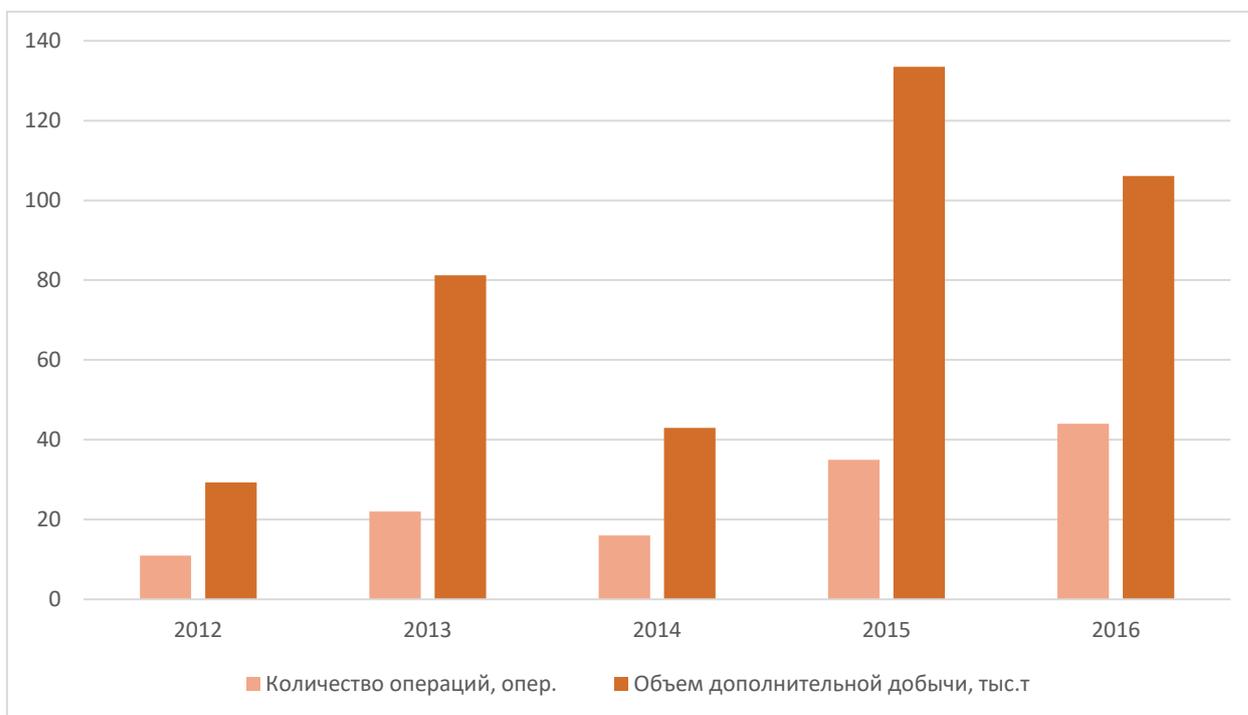


Рисунок 18 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти на месторождении Х4

Основной причиной значительных различий в эффективности вторых стволов, которые были пробурены в первые и последние годы внедрения метода, является использование гидроразрыва пласта (ГРП). С 2007 года практически все боковые стволы, включая горизонтальные, вводятся в эксплуатацию после проведения ГРП.

За период 2012-2016 годов на месторождении Х4 проводилось 867 мероприятий ГРП, и дополнительная добыча нефти составила 1 193,7 тыс. тонн. Максимальный результат был достигнут от количества обработок операций, где такие процедуры были проведены: ЗБС - 3,1 тыс. тонн/операция, ГРП - 1,38 тыс. тонн/операция (таблица 9 и рисунок 19). По сравнению с ЗБС, ГРП показал существенно более высокие показатели дополнительной добычи. Таблица 9 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2016 гг. на месторождении Х4

Год	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
2012	183	277,3	1,51
2013	161	218,2	1,35
2014	174	269,2	1,54
2015	160	223,1	1,39
2016	189	205,9	1,08

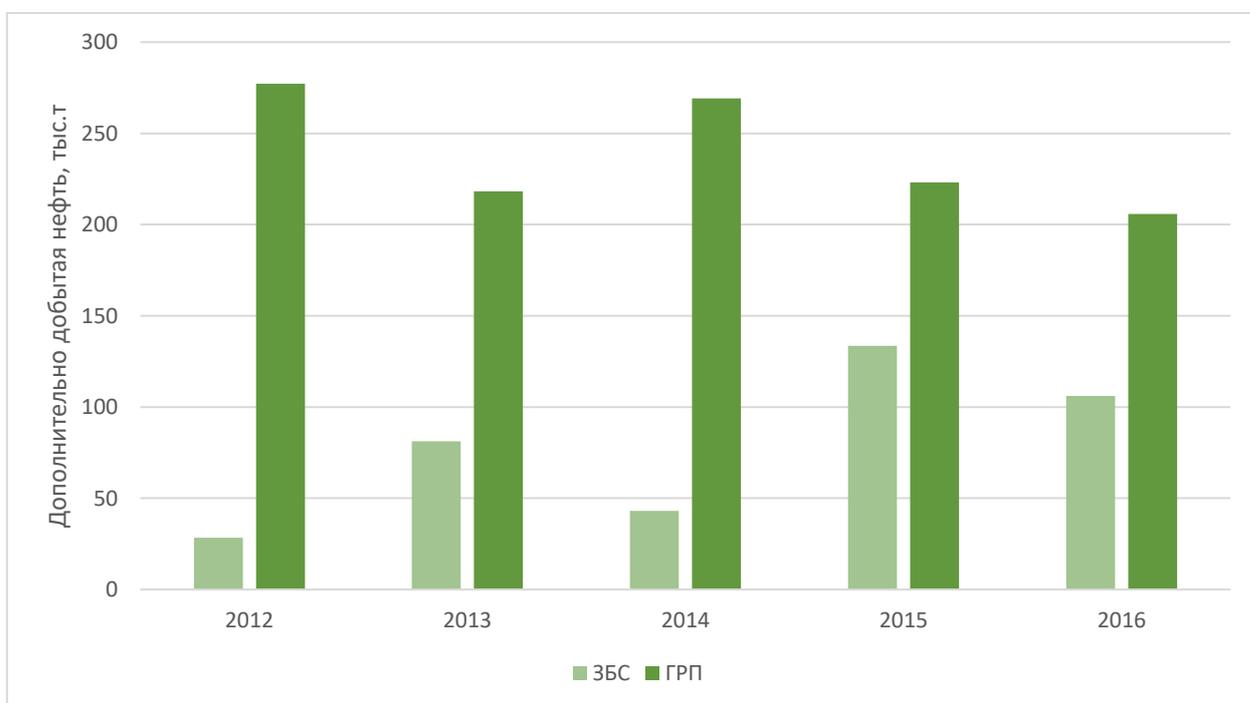


Рисунок 19 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти с применением ГРП и ЗБС по годам на месторождении Х4

На основании рассмотренного периода на месторождении X4, можно сделать вывод, что технология ЗБС является более эффективной, чем ГРП (удельная дополнительная добыча от ЗБС была на уровне 3,1 тыс. тонн/операция).

### **3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЗБС**

За период 2012-2016 годов было проведено 1375 операций по зарезке боковых стволов на 13 объектах разработки на месторождении X1. Объем работ по годам варьировался от 226 до 349 боковых стволов в год, при этом объем дополнительно добытой нефти составил 3384 тыс. т нефти (2,46 тыс т. на одну скважину). Что касается операций по ГРП, то было произведено 2033 операции и объем дополнительно добытой нефти составил 1721 тыс. т. (0,85 тыс. т на одну скважину).

На месторождении X2 за период 2012-2016 годов фактически произведённое количество операций ЗБС 159. Объем дополнительно добытой нефти составил 6198,3 тыс т (38,98 тыс т в среднем на одну скважину). При этом операций по ГРП было произведено 223 опер., объем дополнительно добытой нефти составил 226,2 тыс т (в среднем 1,01 тыс. т на скважину).

На месторождении X3 за период с 2012 г. по 2016 г. было произведено 57 операций по ЗБС, объем дополнительно добытой нефти составил 145 тыс. т (что в среднем на скважину 2,54 тыс. т). Количество операций по ГРП составило 173 опер., объем дополнительно добытой нефти 345,8 тыс. т (в среднем на скважину 1,99 тыс. т)

На месторождении X4 за период 2012 г по 2016 г было произведено 128 опер. по ЗБС, объем дополнительно добытой нефти составил 392,1 тыс. т (3,06 тыс. т на одну скважину). Операций по ГРП было произведено 897 опер, объем дополнительно добытой нефти составил 1193,7 тыс. т (что в среднем 1,33 тыс. т на одну скважину).

Проводя анализ эффективности технологии ЗБС по отношению к ГРП, можно сделать вывод, что технология ЗБС показала себя как более эффективная операция для увеличения добычи нефти на месторождениях Западной Сибири на всех 4 месторождениях (таблица 10).

Таблица 10 – Сравнение эффективности технологий ЗБС, применявшихся на месторождениях Западной Сибири

Месторождение	Период времени	Количество произведённых операций, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс. т	Объем дополнительно добытой нефти в среднем на скважину, тыс. т
X1	2012-2016	1375	3384,0	2,46
X2	2012-2016	159	6198,3	38,98
X3	2012-2016	57	145,0	2,54
X4	2012-2016	128	392,1	3,06

Повышенная эффективность мероприятий по бурению боковых стволов как в вертикально-направленном, так и в горизонтальном исполнении на месторождении X2 объясняется тем, что эти работы были проведены на участках с значительными остаточными запасами нефти. В результате бурения боковых стволов, как в вертикальном, так и в горизонтальном исполнении, было дополнительно добыто 3584,0 тыс. т нефти (29,1 тыс. т/скв) и 11703,7 тыс. т нефти (30,4 тыс. т/скв) соответственно (рисунок 20).

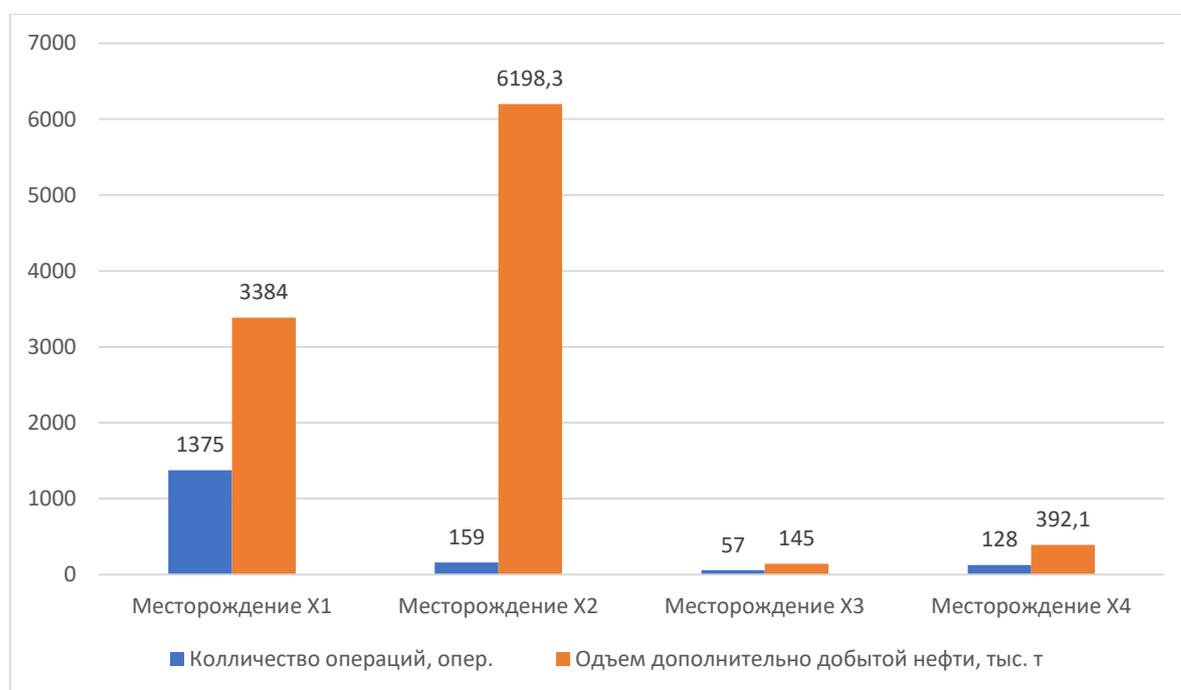


Рисунок 20 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по месторождениям

ЗБС – один из самых эффективных видов гидромеханической обработки скважин на месторождении Х2. Он позволяет выбирать целенаправленно не вовлечённые в разработку нефтяные запасы. Количество применений метода ЗБС растет из года в год, особенно на пластах с пониженными темпами добычи. ЗБС может быть использован как для высокопроницаемых обводненных пластов, так и для низкопроницаемых раздробленных пластов.

### **3.1 Недостатки применения ЗБС**

Проблемы в техническом плане, возникающие при бурении БГС на месторождении Х1, приводят к низкой эффективности мероприятий. Из-за этого было принято решение заменить ЗБС на ВНС. В последние годы заметно снизилась эффективность ЗБС, что связано прежде всего с ухудшением качества остаточных запасов нефти. Чтобы уменьшить отборы воды на высокопродуктивных объектах в зонах с большой неопределенностью по поводу локализации остаточных запасов нефти, рекомендуется использовать постадийную отработку горизонтальных стволов.

На месторождении Х4 бурение вторых стволов применяется как для добычи остаточных запасов нефти, так и для привлечения в разработку ранее неизученных зон. С начала использования ГРП на вторых стволах эффективность их добычи заметно возросла. При выработке основной части запасов месторождения данный метод все более важен для добычи запасов, сконцентрированных в отдельных зонах.

Основные причины неэффективности резки боковых стволов на месторождении Х3 могут быть технические, например заколонные циркуляции и негерметичность забоя и колонны из-за ошибок в постройке скважины, а также геологические особенности структуры, такие как отсутствие глинистой перемычки между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями высокопродуктивных коллекторов и низкий ФЕС некоторых коллекторов на участках бурения.

При бурении боковых стволов на месторождениях Западной Сибири возникают сложности, вызванные несовместимостью условий бурения. Например, при контакте бурового раствора с аргиллитовыми породами, которые составляют поверхность разрабатываемых пластов с большим зенитным углом, эти породы могут утаскиваться и фрагментироваться, что приводит к нестабильности ствола скважины. Это в свою очередь вызывает осложнения, устранение которых требует больших затрат времени и дополнительных материальных затрат.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>		
3-2Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич		
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, информационных и человеческих, финансовых,	Бюджет проекта – затраты на одно мероприятие ЗБС составляет 6493746,4 рублей
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. От 26.03.2022
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности проведения зарезки боковых стволов на месторождениях Западной Сибири.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок.	Составление плана проекта ЗБС с учетом необходимых эксплуатационных затрат. Расчет бюджета по стоимости проведения ЗБС.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности.	Оценка экономической эффективности внедрения новой техники или технологии.
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
1. Таблицы: - Сравнение эффективности технологий ЗБС, применявшихся на месторождениях Западной Сибири за год; - SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта; - Время на выполнения мероприятия; - Расчет амортизационных отчислений; - Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС; - Надбавки и доплаты к заработной плате работника; - Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС; - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия; - Расчет экономического эффекта от применения ЗБС; - Результаты расчета экономических показателей.	
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к. э. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич		

## **4            ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1        Техничко-экономическое обоснование проекта**

Оценка экономической целесообразности зарезки боковых стволов осуществляется для каждого бокового ствола в отдельности. Под экономической эффективностью мероприятия по зарезке бокового ствола понимается способность за счет денежных поступлений от реализации нефти, добытой из скважин, покрывать ежегодные текущие эксплуатационные затраты, обеспечить в приемлемые сроки возвращение авансированных средств, включая погашение кредитов и процентов по ним, а также некоторый чистый текущий доход.

Экономическая целесообразность осуществления зарезки боковых стволов оценивается системой показателей, выступающих в качестве экономических критериев, принятых в рыночной экономике при принятии инвестиционных проектов.

Основная цель расчетов – экономическая оценка зарезки боковых стволов, которая будет отвечать критерию получения максимального экономического эффекта от увеличения извлечения газа и газового конденсата и получения прибыли от дополнительной добычи. При этом должны соблюдаться все требования экологии и охраны окружающей среды. Применение технологии зарезки боковых стволов ЗБС способствует увеличению добычи газа и газового конденсата. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение. На основе данных из открытых источников была проведена оценка добычи нефти по месторождениям Западной Сибири.

Ниже, в таблице 11, представлены данные по добыче нефти от проектов ЗБС за год.

Таблица 11 – Сравнение эффективности технологий ЗБС, применявшихся на месторождениях Западной Сибири за год

Месторождение	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс.т	Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс.т
X1	349	637,0	2,46
X2	33	1483,2	33,06
X3	36	111,5	1,64
X4	44	106,1	3,1

## **4.2 Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

### **4.2.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Продуктивность скважин на месторождениях Западной Сибири снижается с каждым годом, что становится причиной снижения рентабельности месторождения. В связи с этим необходимо применение МУН для увеличения продуктивности скважин. Наиболее распространенной технологией является применения ЗБС, поскольку оно имеет целый ряд преимуществ. Технологий ЗБС имеет ряд преимуществ над альтернативными методами солянокислотной обработкой (СКО) и ГРП (таблица 12).

Таблица 12 – Сравнение альтернативных технологий

Технология	ЗБС	ГРП	СКО
Стоимость, млн. р	5-7	4-6	0,5-0,8
Применимость	Высокая	Средняя	Низкая
Геологические ограничения	Прорыв воды в скважину	Подожвенная вода, газовая шапка	Тип породы
Повышение продуктивности, %	300-600	200-400	30

Из таблицы 12 видно, что несмотря на то, что стоимость ЗБС примерно в 1,5-9 раз выше, прирост в продуктивности от технологии выше в 10-20 раз, что подтверждается масштабностью тиражирования.

При этом технология ЗБС значительно более часто применяется на месторождениях (более чем в 80% случаев), поскольку в отличие от ГРП, при ЗБС объем добытой нефти в среднем на скважину в 2-3 раза больше. Единственными сдерживающими факторами применения технологии является опасность прорыв воды в скважину.

При этом для повышения эффективности технологии необходимо знать сильные и слабые стороны, поэтому в данной главе проводится SWAT анализ.

#### **4.2.2 SWOT-анализ**

SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 3.

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития технологии ЗБС.

Снижение негативного влияния угрозы 1 (аварии по вине персонала) может быть достигнуто за счет массового тиражирования технологии и тем самым повышения квалификации сотрудников через большое количество проведенных однотипных операций.

Риск ограниченности флотов ЗБС на рынке (угроза 2) может быть снижен за счет приобретения собственного оборудования. Сейчас на ЗБС повышенный спрос. Приобретение собственного оборудования в кратчайшие сроки позволит окупить инвестиции, а также не зависеть от рынка услуг. При этом дополнительно снижается и негативное воздействие угрозы 1, поскольку за счет наращивания количество проведенных операций повышается квалификация сотрудников и снижает риск аварии.

Высокая эффективность и возможность масштабного тиражирования выделяют технологию ЗБС по сравнению с конкурентами. Большинство угроз и слабых мест могут быть нивелированы за счет этого. Однако необходимо уделять внимание качеству проектирования и планированию работ. SWOT анализ приведен в таблице 13.

Таблица 13 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> 1. Высокая эффективность 2. Накопленный опыт	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> 1. Потеря скважины в случае аварии 2. Высокая стоимость
<b>Возможности:</b> 1. Массовое применение 2. Шаблонность процедуры 3. Использование естественной воды	1. Снижение стоимости за счет закупки собственного оборудования 2. Использование низкоквалифицированных ресурсов 3. Повышение диапазона применимости	1. Необходимость проведения дополнительных расчетов 2. Аварии в случае недостаточного контроля за операцией 3. Снижение эффективности
<b>Угрозы:</b> 1. Аварии по вине персонала 2. Ограничение флотов ЗБС	1. Повышение квалификации сотрудников 2. Контрактование на запланированный объем 3. Оптимизация параметров технологии	1. Невозможность применения из-за высокой стоимости 2. Потери инвестиций в скважину при аварии

#### 4.3 Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС

Определим нормы времени для ЗБС скважины. Время на проведение мероприятия включает в себя следующие этапы: ликвидация нижнего слоя основного ствола, подготовка цементного моста, подготовительные работы, исследование состояния скважины, клина-отклонителя, подготовка окна в обсадной колонне, бурение ствола, крепление скважины, освоение скважины

согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е14» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Время на выполнения мероприятия

Операция	Общее время, ч
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину	30
Установка якорного устройства в обсадной колонне, проверка осевой нагрузкой надежность крепежа	40
Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом	27,8
Спуск в скважину компоновки, состоящей из направляющего патрубка с ориентационной шпонкой, удлинителя, клина.	40
После выполнения работ по вырезке технологического окна, бурения бокового ствола производится извлечение уипстока из скважины	26,5
В скважине устанавливается другой вид уипстока для крепления бокового ствола «хвостовиком»	53
Вырезание верхней части «хвостовика» и извлечение уипстока	22,7
Итого:	240

Общее время на проведение подготовительного мероприятия будет равно 240 ч.

#### **4.4 Составление бюджета проекта**

##### **4.4.1 Расчет количества необходимой техники и оборудования**

В процессе зарезки боковых стволов потребуется следующая техника: буровая установка. В качестве установки была принята Мобильная буровая установка-125.

Установка МБУ125 предназначена для бурения ротором и забойными двигателями эксплуатационных и разведочных скважин. Условная глубина бурения скважин – 2700 метров (при бурении колонной 28 кг/м).

Установка состоит из следующих блоков:

- Подъемный блок на полноприводном шасси БАЗ-69099 повышенной грузоподъемности;

– Мобильный блок бурового основания и приемных мостков на трехосном прицепе ОЗТП84701 А;

Кроме подъемной установки, в технологическом процессе проводки второго ствола скважины применяются еще разнообразные механизмы и оборудование.

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов, нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для мобильной буровой установки выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений согласно постановлению Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 07.07.2016) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

Расчет амортизационных отчислений при зарезке боковых стволов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость т. руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, т. руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЛБ-13	43000	14,3	61490	701,9	1	240	168465,8
Прицеп	900	10,8	97,2	11,1	1	240	2663,014
Сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор	400	14,3	57,2	6,5	1	240	1567,123
Секционный стеллаж	50	10	5	0,6	1	240	136,9863
Вибросито одинарное двухпалубное	150	8	12,	1,4	1	240	328,7671
Перемешиватель бур.раствора	600	9,1	54,6	6,2	3	240	1495,89
Центробежный насос «Nexus»	1000	12,5	125	14,3	3	240	3424,658
Итого	46100						178082,2

Таким образом амортизационные отчисления при зарезке боковых стволов составляют 178082,2 руб.

#### **4.4.2 Затраты на материалы**

Стоимость материалов на проведение мероприятия по зарезке боковых стволов приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС

Наименование материалов	Количество, кг.	Цена, руб	Сумма, руб.
НКТ, 60мм	50	62000	3100000,0
Роторные фрезы	20	56000	1120000,0
Буровой раствор, м <sup>3</sup>	140	2000	280000,0
Дизельное топливо	9500	43,2	410400,0
Итого			4910400,0

Таким образом стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС составляет 4910400,0 руб.

#### **4.4.3 Расчет заработной платы**

Персонал для проведения ЗБС: мастер буровой, инженер-технолог, бурильщик 5 разряда, машинист 3 разряда, помощник бурильщика 3 разряда, супервайзер 5 разряда, геофизик 4 разряда.

Расчет суммы, начисленной по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда. В таблице 17 указаны различные надбавки и доплаты к заработной плате работника, которые им положены во время работы на предприятии в Западной Сибири.

Таблица 17 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

Показатель	Значение
Районный коэффициент	1,5
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,05
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты, руб	1400
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ЗБС (таблица 18).

Таблица 18 – Расчет заработной платы сотрудников

Должность	Количество	Тарифная ставка руб/час	Районный коэффициент	Заработная плата с учетом надбавок, руб (50 %)	Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	Доплата за вредность	Итого заработная плата, руб. (вахта 17 дней)	Итого заработная плата за выполненные работы,руб. (240 часов), геофизик(174 часа)
Инженер-технолог	1	400	1,3	1,5	1,1	1,05	194396,8	249480,0
Мастер буровой	1	320	1,3	1,5	1,1	1,05	155509,2	199584,0
Бурильщик 5 разряда	1	250	1,3	1,5	1,1	1,05	121491,2	155925,0
Машинист	1	210	1,3	1,5	1,1	1,05	102052,9	130977,0
Помощник бурильщика 3 разряда	1	190	1,3	1,5	1,1	1,05	92333,6	118503,0
Супервайзер	1	230	1,3	1,5	1,1	1,05	111772,2	143451,0
Геофизик	1	180	1,3	1,5	1,1	1,05	87473,9	81392,8
ИТОГО:	7							1079312,8
Общая ЗП:								1079312,8

Таким образом расчет заработной платы для бурения одного бокового ствола составляет 1079312,8 руб.

#### 4.4.4 Отчисления во внебюджетные фонды

В таблице 19 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 19 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Заработная плата за выполненный вид работ, руб.	Тип страховых отчислений и ставка по отчислениям, руб.			
		Страховой взнос, 0,2 %	ПФР, 22 %	ФСС, 2,9 %	ФОМС, 5,1 %
Инженер-технолог	294480,0	498,96	54885,6	7234,9	12723,5
Мастер буровой	199584,0	399,0	43908,5	5787,9	10178,7
Бурильщик 5 разряда	155925,0	311,8	34303,5	4521,8	7952,1
Машинист	130977,0	261,9	28814,9	3798,3	6679,8
Помощник бурильщика 3 разряда	119503,0	237,0	26070,6	3436,5	6043,6
Супервайзер	143451,0	286,9	31559,2	4160,0	7316,0
Геофизик	81392,8	162,7	17906,4	2360,3	4151,0
Итого			325951,4		

#### 4.4.5 Формирование бюджета затрат на реализацию проект

Общие затраты на проведение организационно-технического мероприятия ЗБС представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Расчёт материальных затрат	4 910 400
2	Расчет амортизационных отчислений	178 082,2
3	Расчет заработной платы сотрудников	1 079 312,8
4	Всего затраты на мероприятие	6 493 746,4

Таким образом затраты на одно мероприятие ЗБС составляет 6493746,4 рублей.

#### 4.5 Расчет экономического эффекта от применения ЗБС

Расчет экономической эффективности производится в соответствии с методическими рекомендациями по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи. Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n, \quad (1)$$

где,

$\Delta Q$  – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

$C_n$  – цена 1 тонны нефти, руб (по состоянию на 01.06.2023г, цена 1 тонны нефти составила 792,95 \$ = 51779руб).

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (2)$$

где  $\Delta B_t$  – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

$\Delta Z_t$  – текущие затраты в t-м году, руб.

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (3)$$

где  $N_{\text{пр}}$  – ставка налога на прибыль, 20%.

Исходные данные и расчет экономического эффекта представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет экономического эффекта от применения ЗБС

Месторождение	X1	X2	X3	X4
Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс.т	2,46	33,06	1,64	3,1
Прирост выручки от реализации, тыс. руб	127 376, 34	1 711 813, 74	84 917, 56	160 514, 9
Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб	120882,594	1705319,994	78423,814	154021,154
Налог на прибыль, тыс. руб	24176,518	341063,999	15684,763	30804,23
Экономический эффект, тыс. руб	+96706,075	+1364255,995	+62739,051	+123216,924

#### 4.6 Расчет экономических показателей проекта

##### 4.6.1 Поток денежной наличности

Дисконтированный поток денежной наличности, определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}}, \quad (4)$$

где,

NPV - дисконтированный поток денежной наличности;  $P_t$  - прибыль от реализации в t-м году;

$A_t$  – амортизационные отчисления в t-м году;

$K_t$  - капитальные вложения в разработку месторождения в t-м году;  $E_n$  – норматив дисконтирования, доли ед.;

t,  $t_p$  – соответственно текущий и расчетный год.

Дисконтированный поток денежной наличности (NPV) на год расчетного периода:

По месторождению X:

$$NPV = \frac{120882594 + 178082,2 - 461000000}{(1 + 0,15)} = 65183196 \text{ руб}$$

По месторождению X1:

$$NPV = \frac{1705319\ 994 + 178082,2 - 461000000}{(1 + 0,15)} = 1442954848 \text{ руб}$$

По месторождению X2:

$$NPV = \frac{78423814 + 178082,2 - 461000000}{(1 + 0,15)} = 28262518 \text{ руб}$$

По месторождению X3:

$$NPV = \frac{154021154 + 178082,2 - 461000000}{(1 + 0,15)} = 93999335 \text{ руб}$$

#### 4.6.2 Индекс доходности

Индекс доходности (PI) - отношение суммарных приведенных чистых поступлений к суммарному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-t_p}}$$

Определим индекс доходности (PI):

По месторождению X1:

$$PI = \frac{(120882594 + 178082,2) / (1 + 0,15)}{461000000 / (1 + 0,15)} = 2,62$$

По месторождению X2:

$$PI = \frac{(1705319\ 994 + 178082,2) / (1 + 0,15)}{461000000 / (1 + 0,15)} = 36,99$$

По месторождению X3:

$$PI = \frac{(78423814 + 178082,2) / (1 + 0,15)}{461000000 / (1 + 0,15)} = 1,7$$

По месторождению X4:

$$PI = \frac{(154021154 + 178082,2) / (1 + 0,15)}{461000000 / (1 + 0,15)} = 3,34$$

Как видим, индекс доходности является положительным, то есть  $PI > 1$ , а это является критерием эффективности проекта.

### 4.6.3 Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости ( $P_{ок}$ ) — это продолжительность периода, в течение которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются ее положительными значениями. Период окупаемости может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^{P_{ок}} \frac{(P_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-tp}} = 0$$

где,

$P_{ок}$  - период возврата вложенных средств, годы.

1. Определим прибыль предприятия в месяц:

По месторождению X1:

$$P_{cp} = 120882594 / 12 = 10073549 \text{ руб/мес}$$

По месторождению X2:

$$P_{cp} = 1705319994 / 12 = 142109999 \text{ руб/мес}$$

По месторождению X3:

$$P_{cp} = 78423814 / 12 = 6535317 \text{ руб/мес}$$

По месторождению X4:

$$P_{cp} = 154021154 / 12 = 12835096 \text{ руб/мес}$$

2. Определим период окупаемости проведенного ЗБС:

По месторождению X1:

$$P_{ок} = 46100000 / 10073549 = 4,5 \text{ мес} = 0,4 \text{ года}$$

По месторождению X2:

$$P_{ок} = 46100000 / 142109999 = 1 \text{ мес} = 0,1 \text{ года}$$

По месторождению X3:

$$P_{ок} = 46100000 / 6535317 = 6 \text{ мес} = 0,5 \text{ года}$$

По месторождению X4:

$$P_{ок} = 46100000 / 12835096 = 7 \text{ мес} = 0,7 \text{ года}$$

Результаты расчета экономических показателей проекта представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета экономических показателей

Месторождение	X1	X2	X3	X4
Налогооблагаемая прибыль, руб	120882594	1705319 994	78423814	154021154
Дисконтированный поток денежной наличности, руб	65183196	442954848	28262518	93999335
Индекс доходности	2,62	36,99	1,7	3,34
Период окупаемости, год	0,4	0,1	0,5	0,7

Положительная величина чистого дисконтированного дохода ( $NPV > 0$ ) свидетельствует об эффективности проекта, поскольку поступлений от его реализации достаточно для того, чтобы возместить затраты и обеспечить минимально требуемый (равный норме дисконта – 15%) уровень доходности этого капитала. Срок окупаемости по проектируемому варианту составит 0,12 - 0,7 года, период за которым значение  $NPV$  и дальше положительно. Таким образом экономический эффект заключается в дополнительной прибыли, остающейся в распоряжении предприятия. По всем месторождениям получили положительный экономический эффект, что указывает на высокую эффективность технологии ЗБС на данных месторождениях.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>		
3-2Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич		
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Оценка эффективности применения технологии резки боковых стволов на месторождениях Западной Сибири	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p>	<p>Объектом исследования является технология одновременно-раздельной эксплуатации, применяемая в нефтяных добывающих скважинах. Областью применения являются нефтяные многопластовые месторождения.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации проектного решения:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p>	<p>Приказ Минтруда России № 642н от 22 сентября 2020 года «Об утверждении профессионального стандарта «Специалиста по добыче нефти, газа и газового конденсата».</p> <p>ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:</b></p> <p>– Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума;</li> <li>2. Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>3. Повышенный уровень локальной вибрации; недостаточная освещённость рабочей зоны;</li> <li>4. Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</li> <li>6. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> </ol> <p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>2. Оборудование, работающее под давлением;</li> <li>3. Взрывоопасность и пожароопасность;</li> <li>4. Повышенный уровень статического электричества (электробезопасность).</li> </ol> <p><b>Средства коллективной и индивидуальной защиты:</b> специальная одежда, специальная обувь, каска защитная, подшлемник, пояс</p>

	предохранительный, перчатки диэлектрические, диэлектрические галоши и боты, очки защитные, противогаз.
	<b>Расчет системы общего люминесцентного освещения.</b>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения</b>	Нефтяные месторождения, где применяется технология, находятся в промышленной зоне и не несет вреда селитебной зоне. Анализ воздействия на литосферу (утилизация отходов). Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы технических жидкостей). Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения</b>	<b>Чрезвычайные ситуации</b> на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ в основном это: <ul style="list-style-type: none"> <li>– аварии с разливом нефти и нефтепродуктов;</li> <li>– возникновение пожаров;</li> <li>– аварии с повреждением подземного и надземного оборудования.</li> </ul> <b>Типичные ЧС:</b> антропогенные ЧС локального характера (халатность, неосторожность персонала предприятия). <b>Наиболее вероятные ЧС:</b> пожары.
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ООД ШБИП Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Дмитриев Александр Сергеевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Для повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти применяются различные методы интенсификации добычи и получение нефтеотдачи. Основными мероприятиями по интенсификации притока добывающих скважин являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные методы (дострел и перестрелк), вибрационное воздействие, изоляционные методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глинокислотные обработки, воздействие ПАВ), бурение боковых стволов из скважин, эксплуатация которых была прекращена из-за высокой обводненности или аварии.

Одним из наиболее перспективных направлений интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи разных по геологическому строению пластов является бурение боковых стволов. Данное мероприятие позволяет увеличить коэффициент охвата воздействием, как по площади, так и по разрезу.

Объектом исследования является технология зарезки боковых стволов на месторождениях Западной Сибири.

Целью данной работы является проведения анализа эффективности зарезки боковых стволов, как метода увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири.

### **5.1 Организационные мероприятия по промышленной безопасности**

Законодательством регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск.

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Организация выплачивает заработную плату работникам. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РК ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

Для обеспечения безопасности необходимо учесть следующие факторы:

- Усиленный контроль за датчиками, приборами и оборудованием,
- Расстановка техники согласно технологической схеме.
- Проведение инструктажей о безопасных методах проведения работ непосредственно перед началом производства работ;
- Контроль за бурением скважины супервайзером.
- Проведение повторных инструктажей по технике безопасности

Для обеспечения должной безопасности необходима организация проведения инструктажей перед приемом на работу, а также перед началом работ.

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ потенциально возможных вредных производственных факторов**

В таблице 23 представлена основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для работ на буровых установках.

Таблица 23 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте название рабочего места

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей климата (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к отклонению показателей климата устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21
Повышенный уровень шума (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к шуму устанавливается ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ.
Повышенный уровень вибрации (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к вибрации устанавливается ГОСТ 12.1.012-2004.
Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к освещению устанавливается СП52.13330.2016
Укусы насекомых/животных (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к укусам устанавливается ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ.
Физические нервно- психические перегрузки (ГОСТ 12.0.003-2015)	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Вредные вещества (углеводороды) (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к вредным веществам устанавливается ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.
Электробезопасность (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к электробезопасности устанавливается ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ.
Аппараты под давлением (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к аппаратам, находящимся под давлением, устанавливается НП-044-18.
Механические опасности (ГОСТ 12.0.003-2015)	Требования к механическим опасностям устанавливается ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ

### **5.2.2 Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего**

Климат района континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким летом. Температура воздуха колеблется от минус 60°С зимой до плюс 36°С летом. По количеству выпадающих осадков (390-591 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения. Высота снежного покрова достигает 1,2 м.

Метеорологические условия изменяются сезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года. Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой - шапка - ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже – 45 С° даже при незначительной скорости ветра 2 м/с служит основанием для прекращения работ. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений. На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухопроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость; коллективной защиты:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

### **5.2.3 Шум, вибрация**

Во время работы на нефтяном месторождении работники подвергается воздействию повышенного шума и вибрации, то в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ, буровая установки оснащается средствами подавления шума и вибрации, которые возникают из-за работы подвижных частей бурового оборудования.

Для уменьшения шума и вибрации необходимо:

– строго соблюдать правила монтажа и крепления оборудования для предотвращения повышенного уровня шума и вибрации;

– регулярно осуществлять профилактические осмотры и плановые ремонты оборудования во избежание возникновения дополнительного шумавследствие повышенного износа деталей и узлов.

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) от вибрации по методу взаимодействия рабочего с вибрирующим объектом подразделяют на СИЗ рук, ног и тела. На буровой предусматривается применение следующих СИЗ отвибрации:

– для рук: рукавицы; перчатки; полуперчатки; наладонники

– для ног: специальная обувь; стельки (вкладыши); наколенники

– для тела: нагрудники; пояса; специальные костюмы

– средства индивидуальной защиты слуха – наушники.

Уровень звука на постоянных рабочих местах, в производственных помещениях и на промышленной площадке не должен превышать 75 дБА (таблица 24).

Таблица 24 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	Легкая физическая нагрузка	Средняя физическая нагрузка	Тяжелый труд 1 степени	Тяжелый труд 2 степени	Тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Вибрация не должна превышать 0,2 мм/сек. Превышение уровня вибрации может оказать негативное действие на работников, в результате чего у них может развиваться вибрационная болезнь.

Для обеспечения вибрационной безопасности труда используются специальные средства защиты.

В качестве коллективных средств защиты от вибраций на пути их распространения применяют вибродемпфирование, виброгашение и виброизоляцию.

К средствам индивидуальной защиты относятся:

- виброзащитные перчатки;
- виброзащитная обувь.

#### **5.2.4 Недостаточная освещенность**

Освещенность-важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность. Недостаток света снижает работоспособность человека, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму. Эффективные меры для повышения

контраста объектов различения с фоном: поддержание оборудования в чистоте, правильное цветовое решение элементов оборудования. Блеклость ведет к быстрому утомлению. Снизить блеклость можно правильным выбором высоты подвеса высоты светильников, использованием защитного угла светильника, применением рассеивающих свет стекол.

Так как работа специалиста заключается в общем наблюдении за ходом производственного процесса, при расстояниях от объекта различения до глаз, работающего более 0,5 м (стрелка манометра и т.д.); в периодическом пребывании людей в помещении (ГЗУ), при характеристике зрительной работы средней точности - просмотр параметров системы телеметрии СКАД, снятия показаний приборов. Исходя из этого разряд зрительной работы VIII, а подразряд – б.

Источником искусственного освещения на месторождении служат мачты, расположенные по периметру объектов. На мачтах установлены прожектора, люминесцентные лампы обеспечивают освещенность порядка 75 лк., что соответствует норме.

### **5.2.5 Укусы насекомых или животных**

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии. Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

Работники должны каждый год сдавать анализы, пройти исследования, получить заключения врачей и заветную справку.

Также работники должны как минимум один раз в год ставить прививки от клещевого энцефалита. Профилактические прививки проводятся для предупреждения возникновения и распространения инфекционных болезней.

Данные о прохождении медицинских осмотров, наряду с информацией об обязательных прививках для работников подлежат внесению в медицинскую документацию, сертификаты профилактических прививок, личные медицинские книжки и учету в медицинских организациях, осуществляющих медицинское обслуживание работников.

### **5.2.6 Физические перегрузки**

Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса, относятся к опасным и вредным производственным факторам, обладающим свойствами психофизиологического воздействия на организм человека (п. 8.1 ГОСТ 12.0.003-2015, введен в действие Приказом Росстандарта от 09.06.2016 N 602-ст). Монотонность труда

– однообразие трудовых операций или производственной обстановки, т. е. внешние, объективные факторы трудовой деятельности. Радикальным мероприятием по предотвращению монотонности является проектирование рациональных трудовых процессов и операций на основе оптимального разделения труда и регламентированного графика труда, и отдыха.

### **5.2.7 Воздействие вредных веществ**

В процессе проведения работ по интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз.

В таблице 25 приведены свойства обращающихся на площадках рассматриваемых объектов веществ и характер воздействия на организм человека.

Для защиты от агрессивных и токсичных веществ на месторождениях используются средства индивидуальной защиты. К средствам индивидуальной защиты относятся: спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы, защитные очки. Применение средств индивидуальной

защиты предусматривается отраслевыми правилами техники безопасности, а выдача этих средств регламентирована отраслевыми нормами.

Таблица 25 – Свойства и характер воздействия на организм человека химических веществ с площадок НПЗ

Продукция и вспомогательные вещества	Характер воздействия на организм человека	ПДК р.з., мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть	Общетоксичный, sensibilizing. Возможно отравление парами летучих составляющих при чистке закрытых емкостей.	300 10 (аэрозоль)	4 3
Нефтяной газ	Тот же	300	4
Ингибитор коррозии	Оказывает слабовыраженное местно-раздражающее действие. Выявлена кумулятивная активность. Обладает аллергенным действием.	40	3
Сепарол (растворитель-метанол)	Общетоксичный. Действует на нервную и сосудистую системы. Типичны поражения зрительного нерва. Токсичность определяется образующимся в организме формальдегидом.	5	3
Дизельное топливо	Малотоксично, оказывает слабовыраженное местно-раздражающее действие	300	4

Спецодежда для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливается из хлопчатобумажных и других материалов, не накапливающих статического электричества.

### **5.3 Анализ опасных производственных факторов**

#### **5.3.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током**

Поражение электрическим током Опасность поражения электрическим током возникает при контакте с голыми токоведущими частями, которые находятся под напряжением или при контакте с металлическими частями, которые могут оказаться под напряжением, например, при нарушении изоляции. Кроме того, поражение электрическим током возможно при работе

с установками без защитного заземления и при неиспользовании защитных средств при обслуживании электроустановок.

Техническими методами и средствами защиты для обеспечения электробезопасности в соответствии с ГОСТ ССБТ «Электробезопасность». Общими требованиями являются защитное заземление и зануление, выравнивание потенциалов, малое напряжение, электрическое разделение цепей, изоляция токоведущих частей, ограждающие устройства, предупредительная сигнализация, средства защиты и предохранительные устройства.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, диэлектрические коврики);
- основная изоляция токоведущих частей; - ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении

электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

### **5.3.2 Аппараты под давлением**

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности при работе с объектами, находящимися под большим давлением.

По технике безопасности в сосуды недопустима подача газа или сжатого воздуха с парами масел, т.к. в случае перегрева может образоваться взрывоопасная смесь, вентили и краны устанавливаются таким образом, чтобы выходное отверстие было направлено в безопасное место, при работе работника внутри емкости должны быть открыты все люки с целью достаточного проветривания, а работников должно быть, как минимум, двое (один – внутри, второй – снаружи).

Также необходим постоянный контроль за техническим состоянием сосудов: если обнаружены какие-то трещины, пропуски газов, отпотевания в местах сварочных швов, то подобные сосуды снимают с эксплуатации. Обо всех замеченных неисправностях работник должен сделать отметку в журнале.

### **5.3.3 Механические опасности**

Механические опасности – опасности, способные причинить травму в результате контакта объекта или его частей с человеком. Такой контакт возможен при выполнении технологических операций или случайном нахождении человека в опасной зоне. Размеры опасной зоны могут быть постоянными и переменными. Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки,

материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- наглядная проверка на механические повреждения;
- проведение инструктажей по технике безопасности;
- использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.);
- использование указательных табличек безопасности для электрооборудования и других опасных оборудований на объекте.

## **5.4 Экологическая безопасность**

### **5.4.1 Воздействие на селитебную зону**

Бурение эксплуатационных скважин с кустовых оснований и прокладка инженерных коммуникаций к ним в одном коридоре позволит сконцентрировать негативное воздействие планируемой разработки месторождения на земли, растительность и животный мир на ограниченных площадях.

Выбор размещения стационарных источников выбросов вредных веществ (котельной, ДВС, факельного блока и другого оборудования) с целью обеспечения санитарных норм в селитебной зоне осуществляется на стадии рабочего проектирования с учетом господствующего направления ветра в районе бурения.

Минимизация негативного воздействия на селитебную зону достигается:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- сокращение потерь газа;
- повышение герметичности и надежности газопромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации отходов газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

СЗЗ должна быть огорожена и иметь соответствующие предупреждающие знаки.

#### **5.4.2 Воздействие на литосферу**

В процессе бурения скважин наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:

- захламление замели несанкционированным отвалом бытовых и производственных отходов;
- загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, прорыв обваловки шламовых амбаров, авариях трубопровода.

В качестве мероприятий для предупреждения захламления земель несанкционированными свалками предусмотрен вывоз твёрдых бытовых отходов на полигон ТБО ВГНМ ООО "Стрижевская Сервис-Экология", металлолом хранится на площадке вблизи КОС, загрязнённые нефтью почвогрунтовая вывозятся в шламонакопитель месторождения.

Негативное воздействие объектов планируемой разработки месторождения на растительность оказывается:

- вырубкой леса на изымаемых под строительство землях;
- повреждением растительного покрова при корчевке и захоронении пней;

–сведением растительности при отсыпке минеральным грунтом кустовых площадок и насыпи автодорог;

–возможными аварийными разливами нефти и минерализованных вод.

С целью минимизации отрицательных воздействий объектов планируемого бурения скважин на месторождении предусматривается:

–концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на кустовых площадках;

–устройство гидроизоляции глинистым грунтом обваловки и оснований кустовых площадок, ёмкостей с горюче-смазочными материалами;

–размещение химреагентов, сыпучих материалов в закрытой таре;

–проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

#### **5.4.3 Воздействие на гидросферу**

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:

1. Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью и сеноманских вод с высоким содержанием минеральных солей.

2. Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов.

### 3. Поступление загрязняющих веществ с площади водосбора.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных и поверхностных вод от загрязнения предусмотрено:

- концентрированное размещение скважин в кустах и линейных сооружений в коридорах коммуникаций, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля;
- восстановление обваловки на кустовых площадках;
- организованный отвод поверхностных дождевых, талых вод с территории технологических площадок с целью защиты подземных вод от загрязнения путем фильтрации и возможных утечек загрязнителей;
- отделение пластовых вод, добываемых вместе с нефтью, на ЦППН Пионерного и подача их в систему ППД;
- использование химических ингибиторов для предотвращения коррозии трубопроводов.

#### **5.4.4 Воздействие на атмосферу**

Основными источниками выбросов загрязняющих (таблица 26) веществ (ЗВ) в атмосферу от планируемых объектов разработки месторождений являются:

- транспортабельная котельная с котлами
- котельная ППУ
- дизельный подъёмный агрегат А-60/80
- дизельная электростанция - ДЭ104 СЗ
- дизельная электростанция АСДА-100
- планируемые кустовые площадки
- двигатели внутреннего сгорания автомобильной и строительной техники;
- дизельный агрегат СМН-20.

Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки месторождения достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное;
- откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные ёмкости;
- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

Таблица 26 – Перечень предельно-допустимых концентраций и ориентировочно-безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ от существующих источников в атмосферном воздухе

Выбрасываемые загрязняющие вещества	Класс опасности	ПДК с.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ мг/м <sup>3</sup>
Углеводороды	4	-	50.0
Оксид азота	3	0,06	-
Оксид углерода	4	3,0	-
Диоксид серы	3	0,05	-
Сажа	3	0,05	-
Марганец и соединения	2	0,001	
Соединения кремния	4	0,02	
Пыль металлическая	3	0,15	
Пыль абразивная	4		0.04
Диоксид азота	2	0,04	
Бенз(а)пирен	1	1.00E-06	
СН пред. С1-С5	4		50
СН пред. С6-С10	4		30
Бензол	2	0,1	
Толуол	3	0,6	
Ксилол	3	0,2	
Фтористый водород	2	0,005	
Железа оксид	3	0,04	
Мазутная зола	2	0,002	

## 5.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009.

К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения.

Наиболее типичная чрезвычайная ситуация - газонефтеводопроявления, в результате чего происходит выброс нефтепродуктов, промывочных жидкостей, буровых растворов.

Основные мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений сводятся к следующим:

- установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- установка автоматической газокаротажной станции (АГКС);
- установка в КНБК клапана – отсекателя, а под ведущей трубой шарового крана;
- учебные тревоги раз в месяц;
- наличие запаса бурового раствора, равного объему скважины;
- контроль за циркуляцией раствора (расход на устье, уровень в приемных емкостях);
- при снижении плотности раствора необходимо довести ее до указанной в ГТН;

- выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента;
- снижение скорости спуско-подъемных операций.
- обязательные инструктажи по пожарной безопасности на местах.

Ликвидация ГНВП проводится ступенчатой задавкой. На практике в зависимости от конкретных условий используются два варианта этого метода:

- непрерывная задавка скважины;
- двухстадийная задавка.

## **5.6 Выводы по разделу**

- Предельно допустимые уровни шума и вибрации соответствуют нормативные значения (уровень шума не превышает 75 дБА, вибрация не превышает 0,2 мм/сек)
- По электробезопасности объект относится к особо опасным помещениям.
- В электроустановках напряжением выше 1000 В, работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные работники в смене - группу не ниже III.
- По тяжести труда объект относится к четвертой категории тяжести.
- По взрывопожарной и пожарной опасности объект относится к категории повышенной взрывоопасности.
- По пожарной опасности объект относится к категории повышенной взрывоопасности (АН)
- По негативному воздействию на окружающую среду объект относится к объектам I категории (Осуществление на объекте, оказывающем негативное воздействие на окружающую среду, хозяйственной и (или) иной

деятельности по добыче сырой нефти и природного газа).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время резка боковых стволов в бездействующих и аварийных скважинах становится все более популярной и развивается динамично. Из-за разнообразных геолого-технологических условий, сервисы, которые сопровождают резку боковых стволов, такие как наклонно-направленное бурение, вырезание окна в обсадной колонне, заканчивание скважин, вынуждены адаптироваться к разным условиям. Из вышеуказанного можно сделать вывод, что для эффективной и современной резки и бурения боковых стволов наиболее эффективной технологией является резка "окна" с помощью клина-отклонителя за один рейс и продолжение бурения бокового ствола при помощи ВЗД с регулируемым углом перекоса.

В случае аварийных наклонно-направленных скважин, которые не были обсажены эффективным и более доступным методом, может быть использована технология резки с помощью цементируемого клина-отклонителя, за которой последует роторная компоновка и бурение бокового ствола.

Кроме того, при выборе места резки бокового ствола необходимо учитывать также возможные риски, связанные с геологическими особенностями коллектора, например, низкую пористость или аргиллитовую покрышку. Эти факторы могут повлиять на безопасность бурения и эксплуатации скважины, а также на эффективность добычи углеводородов. Поэтому проведение комплексного анализа геологических и гидрогеологических условий является важным этапом при планировании резки боковых стволов. Кроме того, для увеличения эффективности добычи углеводородов может применяться не только резка боковых стволов, но и другие технологии. В целом, выбор оптимальной стратегии добычи углеводородов требует комплексного подхода и учета множества факторов, включая геологические, гидрогеологические, технологические и экономические условия.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кривова Н.Р., Решетникова Д.С., Федорова К.В., Колесник С.В. «Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов месторождений Западной Сибири системой горизонтальных скважин». – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23412667//> (дата обращения: 03.04.2023). – Текст: электронный.
2. Синцов И.А., Александров А.А., Ковалев И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода». – URL: <https://elibrary.ru/saljpl//> (дата обращения: 03.04.2023). – Текст: электронный.
3. Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Рошкетаяев А.П., Ушмаев О.С. «Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки». – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=22957372//> (дата обращения: 06.04.2023). – Текст: электронный.
4. Бурение горизонтальных скважин / А.И. Булатов, Е.Ю. Проселков, Ю.М. Проселков. Краснодар: Совет. Кубань, 2008. 424 с
5. Исмаков Р.А., Фаттахов М.М., Бакиров Д.Л., Бондаренко Л.С., Ахметшин И.К. Многозабойные скважины: Области эффективного применения, технология работ и задачи планирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 9. С. 25-26.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
7. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
8. Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Матиешин И.С., Гейхман М.Г., Инюшин Н.В. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: учебное

пособие; под ред. Г.П. Зозули. – М.: Издательский центр Академия, 2009. – 176 с.

9. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

10. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин: учебное пособие. – Новочеркасск: Издательство Лик, 2016. – 290 с

11. Технологические схемы разработки Самотлорского, Ватъеганского, Усть-Балыкского, Повховского месторождений, 2015.

12. Бакиров Д.Л. Обеспечение безаварийной проводки горизонтальных боковых стволов в интервалах залегания неустойчивых пород / Фаттахов М.М., Бабушкин Э.В., Бакиров Д.Л., Подкуйко П.П. // Нефтяное хозяйство. — 2011. — № 08. С. 46-49.

13. Бакиров Д.Л. Результаты испытаний буровых растворов на углеводородной основе при зарезке боковых стволов на Нонг-Еганском месторождении / Д.Л. Бакиров, П.П. Подкуйко, Э.В. Бабушкин, М.М. Фаттахов, И.К. Ахметшин // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 12. — С. 108-109.

14. Максимов Д.В., Локальное крепление боковых стволов // Работы молодых ученых «ТатНИПИнефть». — 2011. [Электронный ресурс]. — Дата обновления: — 04/24/2014. — Режим доступа: <http://www.tatnipi.ru/upload/sms/2011/bur/005.pdf>

15. Аналитическая записка «о проведении ОПР на скважине №4180Л куста № 118 Ватъеганского месторождения по применению профильного перекрывателя для перекрытия интервала реактивных глин при БВГС», Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, — 2020.

16. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: ПБ-08-124-03. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно -

технический центр по безопасности в промышленности Ростехнадзора  
России», 2003