

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири

УДК 622.24.085.22:622.276(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Корнев Олег Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Алиевич	Д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ю.А. Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Корнев Олег Владимирович

Тема работы:

Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-10/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Особенности применения технологии зарезки боковых стволов, оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири, технико–технологические решения по повышению эффективности бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение, социальная ответственность.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Особенности применения технологии зарезки боковых стволов	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Технико-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али углы
Социальная ответственность	Старший преподаватель: Авдеева Ирина Ивановна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Особенности применения технологии зарезки боковых стволов	
Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Технико-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Корнев Олег Владимирович		

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2021 /2022 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2022	Особенности применения технологии зарезки боковых стволов	20
12.04.2022	Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	20
5.05.2022	Технико технологические решения по повышению эффективности бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири	20
11.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2022	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 101 страниц, в том числе 25 рисунков, 30 таблиц. Список литературы включает 16 источников.

Ключевые слова: ЗБС, КИН, Методы интенсификации, нефть, дополнительная добыча нефти, Западная Сибирь.

Темой данной работы является Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири

Целью данной работы является анализ эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири.

Объектом исследования является куст скважин месторождений Западной Сибири.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике, сравнительный анализ.

В ходе работы рассмотрен опыт применения ЗБС для совершенствования системы разработки месторождения, проанализованы причины и факторы выбора скважин под бурение бокового ствола на месторождениях Западной Сибири. Изучена Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования проводился анализ эффективности применения ЗБС на некоторых месторождениях Западной Сибири, дано сравнение данного МУН с применением ГРП на данных месторождениях.

В работе также представлены технико-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых стволов на месторождениях Западной Сибири.

Report

Final qualifying work 101 pages, including 25 figures, 25 tables. The list of references includes 31 sources.

Key words: oil, gas, field, corrosion, corrosiveness, well, pipeline, protection, inhibitor.

The purpose of this work is to analyze the effectiveness of measures to prevent and combat corrosive aggressiveness in the collection and treatment of oil and gas from the Kazan field.

The object of research is corrosion and the causes of its occurrence, as well as methods of its prevention and control.

Research methods: theoretical analysis, study of scientific materials, periodicals, regulatory documents on the subject, comparative analysis.

In the course of the study, the following was carried out analysis of factors affecting the rate of corrosion, analysis of types of corrosion and methods of fighting it.

As a result of the work, a method of protection against corrosion of pipelines is proposed, when using which an external source of current is not required, two metals work in pairs, an electric current arises between them due to a potential difference, the development of new foreign inhibitors is considered, electrochemical protection of steel tanks is proposed Protection of bottoms and lower of belts of reservoirs by the electrochemical method in combination with protective coatings can be carried out using cathode stations or protectors, an experimental reagent-demulsifier of complex action has been obtained and its main characteristics have been studied, in which the protective effect reaches up to 86% at a concentration of 2% demulsifier.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

НКТ - Насосно-компрессорная труба

ПЗП - Призабойная зона пласта

ППД - Поддержание пластового давления

ЗБС – зарезка боковых стволов

ГТМ - Геолого-технические мероприятия

МУН - Методы увеличения нефтеотдачи

БС- Боковой ствол

СБТ - Стальных бурильных трубах

ВНЗ - Водонефтяные зоны

МГРП - Многостадийный гидравлический разрыв пласта

АВПД - Аномально высокие пластовые давления

ГРП - Гидравлический разрыв пласта

СПО - Спуско-подъемные операции

ОПР - Опытно-промышленные работы

ОЛКС - Установка оборудования локального для крепления скважин.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ	14
1.1 Отечественный и зарубежный опыт применения зарезки боковых стволов для совершенствования системы разработки месторождения	14
1.2 Основные причины и факторы выбора скважин под бурение бокового ствола на месторождениях Западной Сибири	18
1.3 Выбор способа зарезки бокового ствола скважины	21
1.4 Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождениях Западной Сибири	22
1.5 Анализ технологических особенностей применения зарезки боковых стволов	27
2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	32
2.1 Основные аспекты применения технологии зарезки боковых стволов на примере месторождений Западной Сибири	32
2.2 Опыт применения зарезки боковых стволов на Самотлорском месторождении	34
2.3 Опыт применения зарезки боковых стволов на Ватьеганском месторождении	38
2.4 Опыт применения зарезки боковых стволов на Усть–Балыкском месторождении	41
2.5 Опыт применения зарезки боковых стволов на Повховском месторождении	43
2.6 Анализ эффективности применения зарезки боковых стволов	46
2.7 Недостатки применения зарезки боковых стволов	48

3	ТЕХНИКО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	50
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	64
4.1	Технико-экономическое обоснование проекта	64
4.2	Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	65
4.2.1	Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	65
4.2.2	SWOT-анализ	66
4.3	Расчет времени на проведение мероприятия по ЗБС	67
4.4	Составление бюджета проекта	68
4.4.1	Расчет количества необходимой техники и оборудования	68
4.4.2	Затраты на материалы	70
4.4.3	Расчет заработной платы	70
4.4.4	Отчисления во внебюджетные фонды	72
4.4.5	Формирование бюджета затрат на реализацию проект	72
4.5	Расчет экономического эффекта от применения ЗБС	73
4.6	Расчет экономических показателей проекта	74
4.6.1.	Поток денежной наличности	74
4.6.2	Индекс доходности	75
4.6.3	Период окупаемости вложенных средств	75
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	80
5.1	Организационные мероприятия по промышленной безопасности	80
5.2	Производственная безопасность	81
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов	81
5.1.2.	Анализ опасных производственных факторов	88
5.3	Экологическая безопасность	91
		10

5.3.1	Защита селитебной зоны	91
5.3.2	Защита атмосферы	92
5.3.3	Защита гидросферы	93
5.3.4	Защита литосферы	94
5.4	Защита в чрезвычайных ситуациях	96
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	100

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 тд. 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;
6. Дать рекомендации по повышению эффективности ЗБС на месторождениях Западной Сибири.

1 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

История возникновения применения ЗБС для повышения нефтеотдачи пластов месторождений насчитывает более 70 лет. Технологии разработки нефтяных месторождений боковыми стволами нашли применение на месторождениях Западной Сибири. Составлены и реализуются проекты разработки месторождений.

Анализ строительства и эксплуатации боковых стволов с горизонтальным окончанием показал целесообразность разработки пласта, дебиты превысили в 3–11 раз дебиты вертикальных и наклонно направленных скважин при значительно низкой обводненности продукции. В настоящее время разработка большинства месторождений связана с рядом проблем, характерных не только для Западной Сибири, но и для других регионов России.

Бурение скважин и боковых стволов (будь то пологий, горизонтальный, либо безориентированный) имеют принципиально одинаковые подходы. Разница состоит 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 зарезки боковых стволов для совершенствования системы разработки месторождения

При использовании горизонтальных и разветвленных горизонтальных скважин, как правило, получены положительные результаты по сравнению с вертикальными. Начиная с конца 1970–х годов как за рубежом (Reiss), так и в России стали бурно развиваться технологии разработки месторождений нефти

и газа с использованием горизонтальных скважин. За рубежом в настоящее время существует более 60 различных фирм, осваивающих эту технологию.

Одной из первых компаний, которая активизировала исследования, была Elf Aquitaine в сотрудничестве с французским институтом нефти IFP AGJP. По инициативе ИФП в 1980 г. в Уфе был проведен советско–французский симпозиум по наклонно–направленному и горизонтальному бурению. Начался второй этап применения технологий разработки месторождений нефти и газа горизонтальными скважинами.

Большой интерес представляет разработка месторождения Роспо Маре (Италия), где, по сути, создана первая в мире система добычи нефти с горизонтальными скважинами (Дюссерт). Месторождение расположено в Адриатическом море на глубине 60–90 м. Нефть месторождения тяжелая – 0,99 г/см³, вязкость в пластовых условиях – 300 МПа•с. Пласт, залегающий на глубине 1290 м, в силу своей геологической природы карстового характера имеет низкую вторичную пористость – 1,8 %, хотя проницаемость его очень значительна – от 2 до 1500 мкм² [1].

На данный момент имеются небольшие по размерам залежи с запасами менее 100 тыс. тонн, входящие в состав установленных и подготовленных пластов. Бурение пластов нерентабельно. Бурение бокового ствола от скважин, расположенных вблизи перспективных коллекторов, может быть более экономичным способом решения проблемы. Бурение боковых стволов стало одной из наиболее инвестиционно привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейшее увеличение добычи нефти на разрабатываемых месторождениях. Этот метод используется для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения темпов извлечения нефти из продуктивных пластов.

Соответствующие технологии помогают сэкономить затраты на строительство и разработку скважины. При наличии скважин–кандидатов, в том числе заглушенных и законсервированных, расположенных вблизи

перспективных структур, актуальным становится их поиск с использованием бурения боковых стволов как метода геологоразведочных работ.

На рисунках 1 и 2 показаны примерные конфигурации системы заканчивания многоствольных скважин MLT – 2000. Здесь в необсаженных боковых стволах устанавливаются системы изоляции и обеспечивается доступ для повторного ввода инструмента. Эксплуатация в такой системе может быть или сепарированная, или смешанная, но латерали (боковые стволы) не являются механически соединенными с основной скважиной, точки сочленения не являются изолированными, и защита боковых стволов не обеспечена [2].

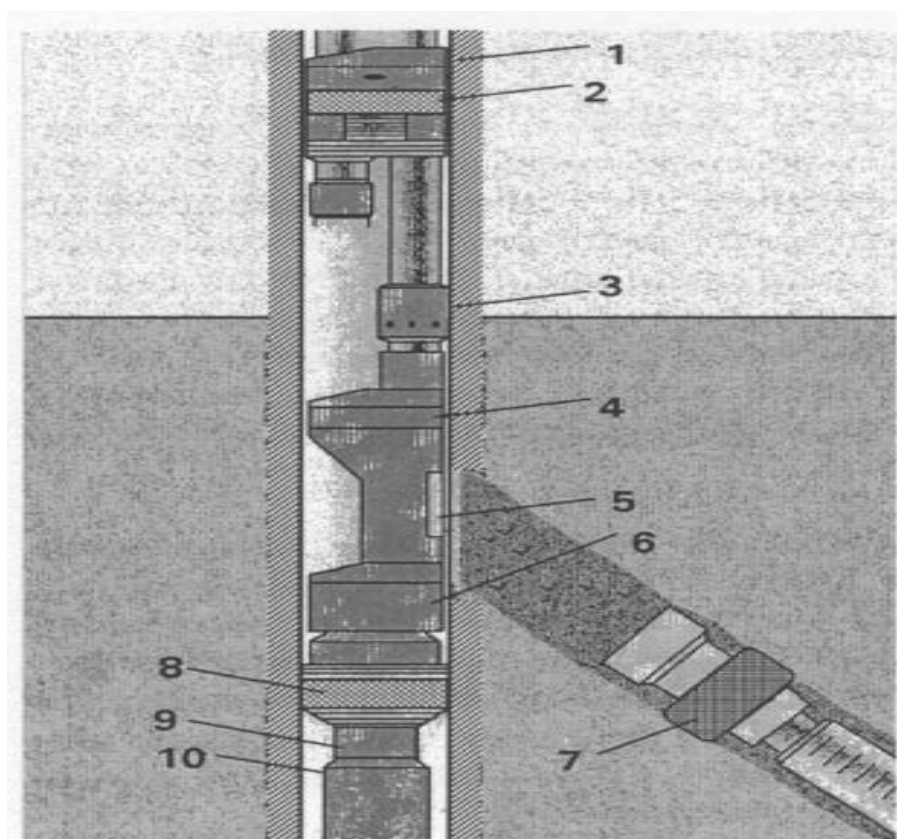


Рисунок 1 – Система заканчивания многоствольных скважин MLT – 2000 с изоляцией притока и доступом для повторного ввода инструмента: 1 – Обсадная колонна диаметром 9–5/8"; 2 – двухколонный пакер; 3 – патрубок повышенной прочности –Durasleeve; 4 – центратор (рифленый или со сквозными отверстиями для отвода 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.

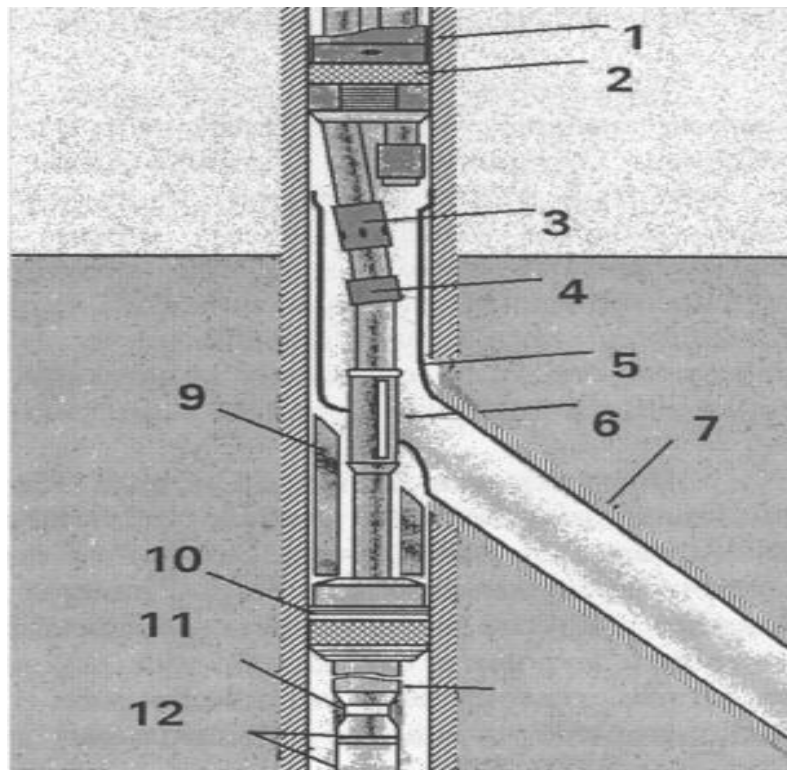


Рисунок 2 – Альтернативная конфигурация системы заканчивания многоствольных скважин MLT –2000: 1 – Обсадная колонна диаметром 9–5/8"; 2 – двойной пакер (с двумя комплектами манжет); 3 – патрубок повышенной прочности –Durasleve; 4 – шарнирное соединение; 5 – хвостовик горизонтального ствола диаметром 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.

Критическим моментом при системе заканчивания многоствольных скважин MLT – 2000 с изоляцией притока и доступом для повторного ввода инструмента и альтернативной конфигурация системы заканчивания

многоствольных скважин MLT –2000 является целостность пласта в точке соединения, и никакой изоляции здесь не предусмотрено.

1.2 Основные причины и факторы выбора скважин под бурение бокового ствола на месторождениях Западной Сибири

Во многих случаях использование традиционных методов и технических средств может быть неэффективным или нецелесообразным. В старых скважинах ЗБС можно считать лучшим техническим решением при наличии достоверного обоснования эффективного вскрытия продуктивной зоны наклонным или горизонтальным стволом. Бурение боковых скважин дешевле, чем бурение новых скважин.

Причин прогиба может быть много: обсадная колонна повреждена или неисправна, обломки могут потеряться в скважине, может быть повреждена продуктивная зона в исходной скважине или она может быть связана с другой менее истощенной зоной дренирования [3]. Этот процесс в настоящее время все чаще используется для улучшения, а иногда и ускорения добычи из зрелых месторождений нефти [3]. Зарезка боковых стволов на этих участках стала неотъемлемой частью планов развития и добычи многих операторов. Они целенаправленно отклоняют ствол скважины от центрального ствола для бурения отклоняющих скважин, горизонтальных скважин и многоствольных скважин для освоения неосвоенных запасов, увеличения контакта между скважиной и пластом и контроля обводненности добываемого пластового флюида.

В нефтегазовой отрасли зрелыми месторождениями являются те месторождения, которые находятся на третьей стадии добычи, добыли более пятидесяти процентов своих разведанных запасов, и/или те, где добыча достигла своего пика и начинает снижаться. В этих областях добыча

неиспользованных запасов с низкими затратами является основной причиной отклонения.

Для этого необходимо минимизировать затраты на обустройство скважины и обеспечить максимальное сохранение фильтрующих свойств целевого пласта. Повышение эффективности и результативности процесса начинается с выбора правильного устья скважины, конструкции скважины, инструментов для отклонения и фрезерования, а также выбора правильной системы пульпы для процесса боковой сепарации. Боковое бурение на зрелых месторождениях связано со следующими проблемами, в том числе:

1. Геологическую и стратиграфическую неопределенность, возникающую из-за изменений, связанных с более ранними работами по бурению и добыче на месторождении.

2. Абразивные металлические частицы в процессе фрезерования окна, которые предъявляют дополнительные требования к программе очистки скважины.

3. Ограниченный выбор диаметра скважины.

4. Проблемы стабильности ствола скважины.

Правильный подбор бурового раствора и контроль его параметров во многом помогает преодолеть или уменьшить влияние этих проблем на строительство ЗБС и обеспечивает оптимальную добычу углеводородов после освоения скважины.

На этих месторождениях старые скважины выполняют роль пилотной скважины. Каротажные работы выполняются для определения местоположения неиспользуемого пласта, состояния существующего пласта и безопасности скважины до проектирования ЗБС.

Этот тип перепополнения приобретает все большее значение в отрасли, поскольку компании бурят многоствольные скважины в сложных условиях, чтобы увеличить количество пластов, доступных с одной платформы. Отклонение точки определяет, нужно ли фрезеровать обсадную колонну перед

боковым дроблением, сколько обсадных труб будет измельчено, влияет на выбор оборудования для начала разделения и определяет количество обсадных труб или стрингеров, необходимых для проходки бокового прохода. конец боковой дорожки.

В настоящее время цилиндрическая пробка или клин–отклонитель обычно используются, чтобы инициировать боковую траекторию, чтобы инициировать отклонение долота по заданной траектории [4]. Также доступны различные варианты фрезерных инструментов для экскаваторов. 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 отклоняющих и шлифовальных инструментов, доступных в перекосе, их преимущества и недостатки, а также то, как правильное сочетание этих инструментов с правильным выбором начальной точки и бурового раствора влияет на эффективность перекоса и производительность перекоса. боковой ствол.

Таблица 1 – Сравнение показателей работы вертикальной и горизонтальной скважин с БС, введенных в эксплуатацию

Показатели	Вертикальная	БС
Отработанное время, дни	325417	186687
Накопленный отбор, т	813544	1079250
Добыто нефти на 1 скв., т	3819,5	9901,4
Средний дебит нефти, т/сут	2,5	7,3

Благодаря особым условиям осадконакопления стратиграфическое строение некоторых отложений создает условия для миграции углеводородов в горизонтальном и вертикальном направлениях. Геологические объекты с контрастными коллекторскими характеристиками могут быть экранами и каналами передачи. Иногда песчаные коллекторы могут быть слишком маломощными, чтобы их можно было идентифицировать на сейсмическом разрезе, но в силу своей большой протяженности они видны на сейсмических

картах структурных горизонтов. В таких случаях горизонтальные скважины могут идеально решить проблему эксплуатации маломощных коллекторов и вскрытия залежей углеводородов по горизонтали вдали от устья [5].

1.3 Выбор способа зарезки бокового ствола скважины

Основной вариант зарезки бокового ствола – вырубка «окна». В скважину опускают клин–отклонитель (отклонитель) с ориентирующим устройством и устанавливают на искусственный забой. Работы по спуску и установке отклонителя выполняются в соответствии с технологией заводов–изготовителей.

Сборка спускается на стальных бурильных трубах (СБТ) путем измерения длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с. Установка отклонителя в наклонно–направленных скважинах должна производиться примерно в пределах $\pm 90^\circ$ по отношению к азимуту кривизны основного ствола скважины в месте установки. После установки отклонителя узел с подвесным устройством и телесистемой поднимают и опускают, чтобы прорезать «окно» (рис. 3).



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 Техника и технология проведения зарезки боковых стволов на месторождениях Западной Сибири

Зарезка боковых стволов – это наиболее оптимальная, с экономической и технологической точки зрения, технология, позволяющая ввести в разработку ранее не дренируемые пропластки и трудноизвлекаемые запасы УВ, которые не могли быть вовлечены в разработку другими методами. Таким образом, с помощью данной технологии удастся увеличить добычу нефти и коэффициент извлечения нефти из пластов

На рисунке 4 представлена схема компоновки хвостовика бокового ствола с открытым забоем. НПП «Горизонт» разработало и запатентовало устройство для многоствольного бурения скважин, сущность которого заключается в использовании профильного перекрывателя в качестве проходного якоря без внесения существенных изменений в остальные элементы устройств [7].

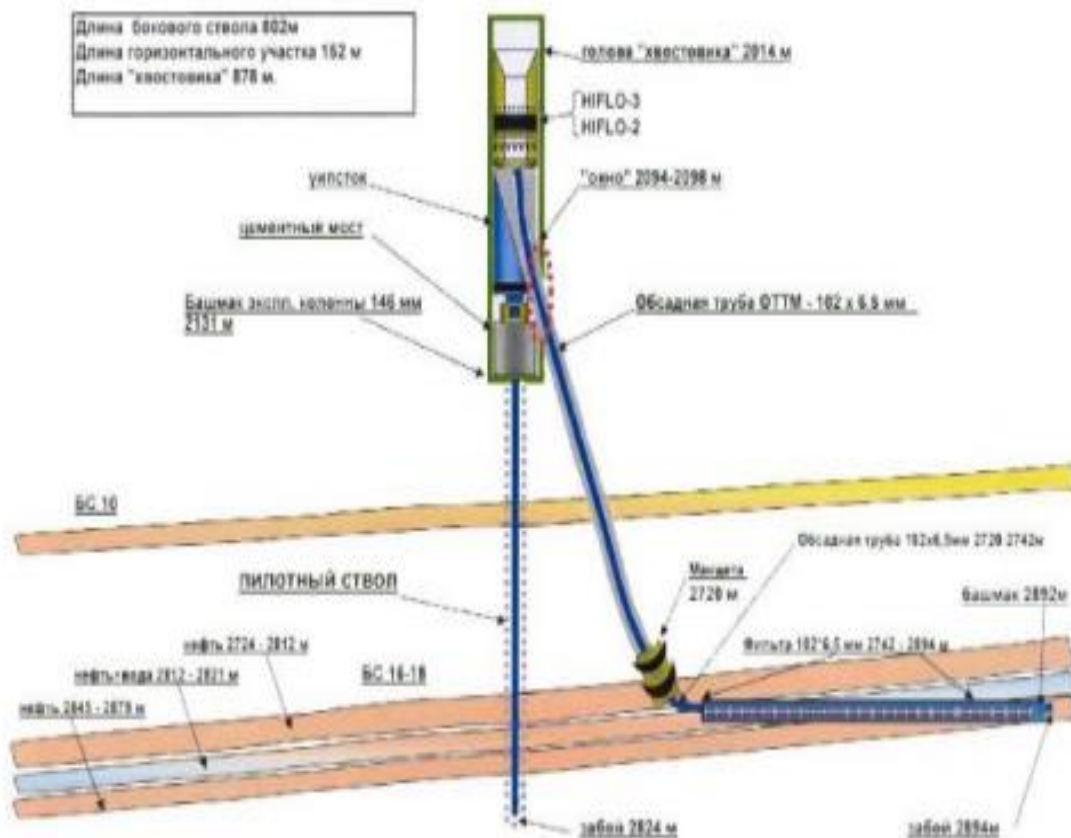


Рисунок 4 – Схема компоновки «хвостовика» бокового ствола с открытым забоем

Верхняя часть устройства представляет собой ответную посадочную втулку с направляющей шпонкой, устройства регулировки положения клина относительно шпонки и удлинителей, обеспечивающих требуемую глубину точки резки относительно якоря. Устройство может быть выполнено любого диаметра по размеру ствола скважины (рис. 5).



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

Как можно увидеть из краткого описания устройства, его применение может позволить производить зарезку боковых стволов точно по требуемому направлению с любой глубины. Применение его возможно, как при зарезке боковых стволов, так и при бурении многоствольных и разветвлённо–горизонтальных скважин без потери нижележащего основного ствола.

Технология «Fishbones» использовалась в открытых стволах на карбонатных коллекторах. Она позволяла создавать каналы малой протяженности, но такие, которые позволяли не нарушать пределов загрязненных зон [8].

В случае закачивания при явлении повышенного давления кислотного раствора, осуществляется гидромониторное размывание породы с последующим углублением трубок в пласты не более 12 м.

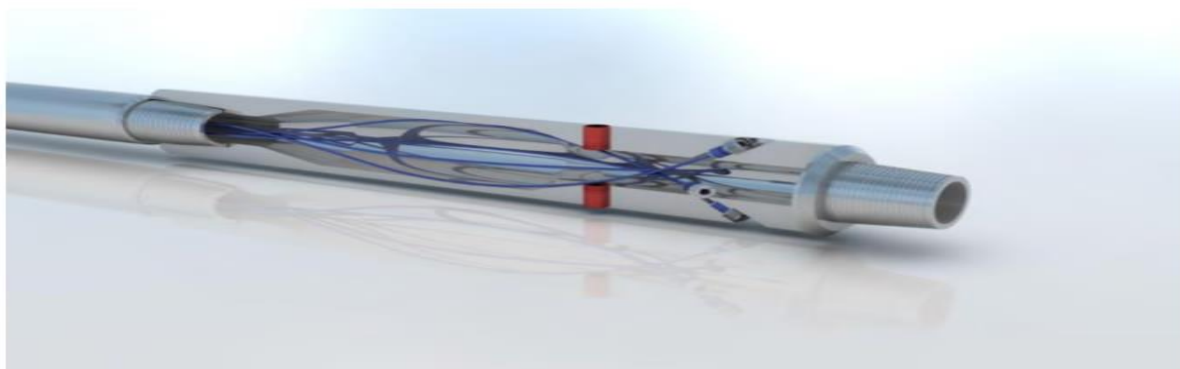


Рисунок 6 – Секция «Fishbones» с трубками из титанового сплава, размещенными в корпусе устройства

Успешный процесс стендовых испытаний в карбонатных породах данной технологии при различном значении проницаемости, пористости, прочности на сжатие смогли обеспечить ей путёвку в жизнь. Среди основных недостатков необходимо отметить следующее: надо соблюдать сохранение радиального зазора между стенкой в скважине и инструментом не менее 7–ми мм, для того, дабы титановые трубки смогли выйти из корпуса перфоратора, попали в породу. Это не всегда допустимо в скважинах карбонатного типа, что преимущественно продиктовано посредственным качеством калибровки в стволах, характеризующихся открытостью.

При создании выреза применяют, как правило, стационарные отклонители (рис. 7). Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне. Наибольшее распространение при создании выреза получили стационарные клиновые устройства. Такие отклонители фиксируются в колонне на расчётной глубине путём установки на цементный мост (на металлический забой), созданный специально спущенной колонной насосно-компрессорных труб, или на стыке муфтового соединения обсадной колонны [9].

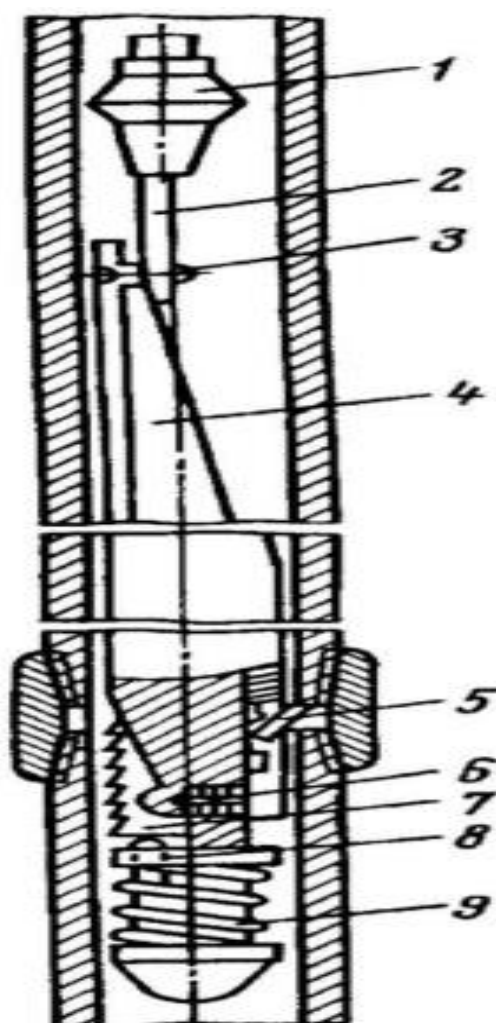


Рисунок 7 – Схема отклонителя висячего типа, устанавливаемого на стыке труб: 1 – райбер; 2 – направление; 3 – болт; 4 – отклонитель; 5 – защёлка; 6 – фиксатор; 7 – плашка; 8 – шток; 9 – пружина

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 на рисунке 2.8.

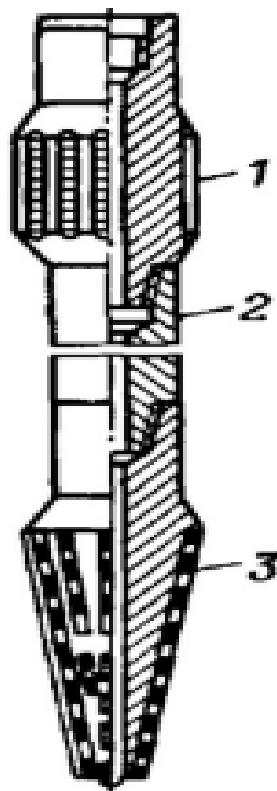


Рисунок 8 – Райбер РЦН конструкции АзНИПИнефти: 1 – верхний райбер; 2 – переводник; 3 – нижний райбер

Отклоняющий инструмент повторно спускают ориентировано до тех пор, пока не будет получено проектное направление по зенитному углу и азимуту скважины. Шарнирный отклонитель (рис. 9) используют для забуривания дополнительного ствола с цементного забоя. 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. В мягких породах при забуривании дополнительного ствола допускается использование долбящих долот (рис. 9 в).

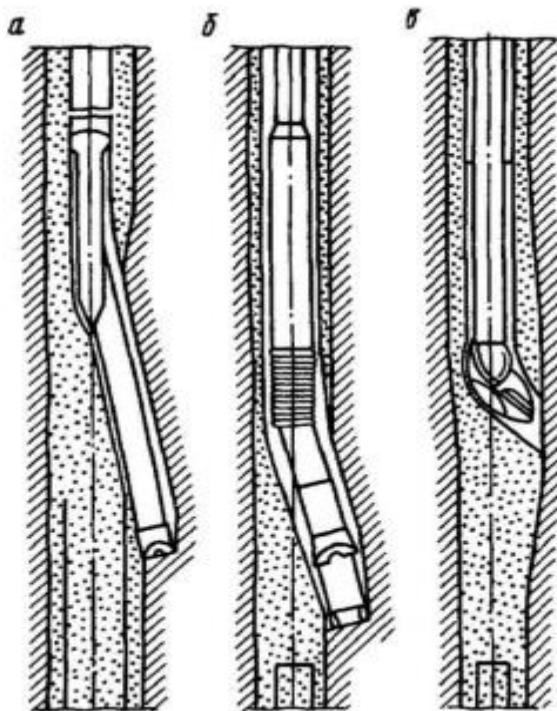


Рисунок 9 – Забуривание дополнительного ствола в интервале вырезанного участка колонны с цементного моста

Долбящее долото имеет скошенные лопасти. При ударах долотом по забою, а также под действием струи промывочной жидкости в цементном мосту и породе вырабатывается углубление, которое используется в дальнейшем в качестве направляющего участка для обычного долота. В ряде случаев целесообразно дальнейшее бурение с образовавшегося уступа проводить с использованием уипстока или шарнирного отклонителя [10].

1.5 Анализ технологических особенностей применения зарезки боковых стволов

В настоящее время широкое распространение получили системы разработки с системами ЗБС. Бурение боковых стволов осуществляется в

зрелых коллекторах от 20 м и выше. Бурение разветвленных горизонтальных скважин на месторождениях определенного типа обеспечивает увеличение текущей добычи в 20 раз только при увеличении затрат на бурение в 2–3 раза.

При эксплуатации ЗБС выявлено их преимущество перед вертикальными скважинами, так как показатели их продуктивности превышают среднюю продуктивность ВЗ в среднем в 30–35 раз, а по сравнению с продуктивностью высокодебитных скважин в 5–10 раз. В результате общая нефтеотдача увеличивается.

Характерными показателями ЗБС являются: увеличение стоимости бурения и замедление темпов углубления ствола скважины. Стоимость и продолжительность бурения боковых стволов в среднем в 1,5–2,5 раза выше, чем для вертикальных скважин в связи с ростом ограничений, накладываемых на технологию бурения скважин, увеличением длины скважины за счет наличия горизонтального участка в пласта, а также усложнение геофизических и буровых работ.

В соответствии с международной классификацией TAML (Technology Advancement for Multi–Laterals) предусмотрено шесть уровней многоствольных/многозабойных скважин по сложности сочленений («стыка») основного и бокового стволов (рисунок 10).

Уровни TAML1 и TAML2 не подразумевают формирование сочленения («стыка») основного и бокового стволов с применением специальных технических средств – ствол в интервале сочленения стволов оставляется необсаженным. Такие скважины в российской практике принято называть многозабойными. Строительство МЗС реализуемо с минимальными временными и материальными затратами, с использованием традиционно применяемого в бурении оборудования и инструмента. К примеру, на месторождениях ОАО «Татнефть» пробурено около 80 таких скважин, на российских месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» – около 30. При этом, в связи с риском непопадания в требуемый ствол при длительной эксплуатации, обычно

такие скважины бурят для уплотнения сетки разбуривания без вскрытия каждым ответвлением отдельной точки в сетке разработки. Поэтому данный вариант конструкции является преимущественно способом повышения охвата залежи дренированием.

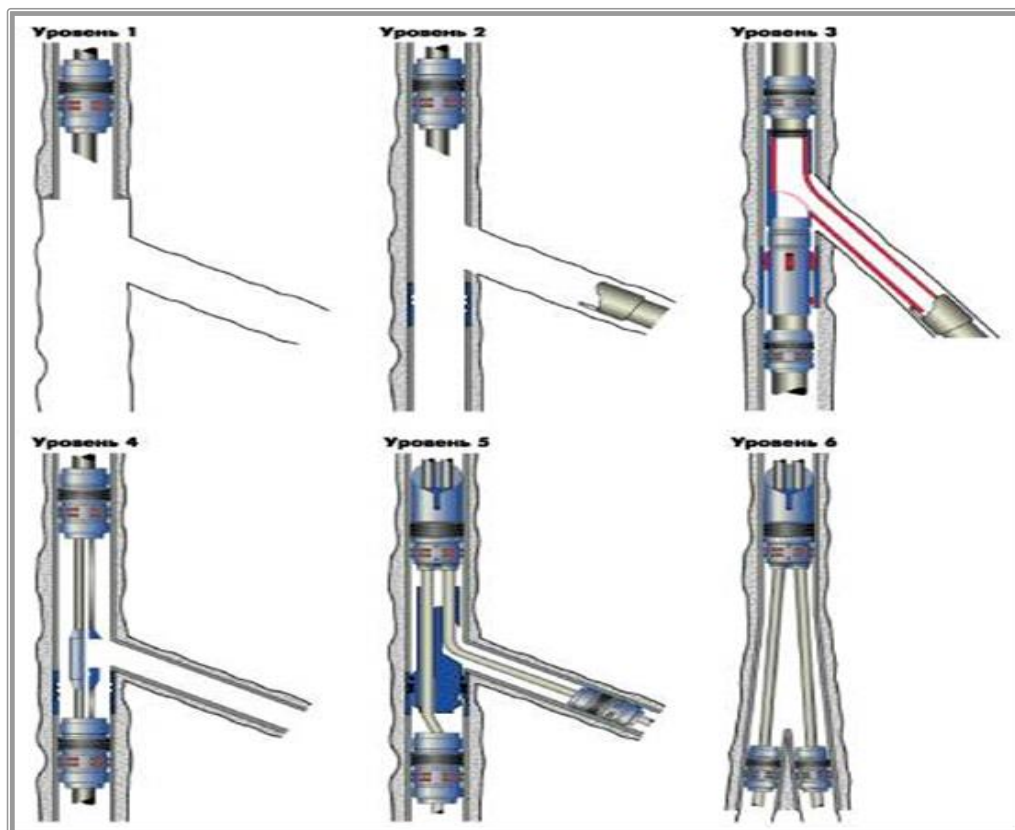


Рисунок 10 – Классификация сочленений многоствольных скважин

Уровни TAML3 – TAML6 подразумевают формирование «стыка» основного и бокового стволов МСС с применением специальных технических средств и технологий, позволяющих обеспечить механическую, а в отдельных случаях гидравлическую изоляцию внутреннего пространства колонн от заколонного. Скважины с таким уровнем сложности принято называть многоствольными. Многоствольная скважина (МСС) – скважина, имеющая один или несколько боковых стволов, которые могут вскрывать различные подсчетные объекты или разные точки в сетке разбуривания. Отличительной характеристикой МСС является необходимость учета продукции по каждому стволу, что в свою очередь требует применения в дальнейшем оборудования для организации одновременно–раздельной эксплуатации по каждому стволу.

Таким образом, использование МСС при разработке месторождений является высокотехнологичным решением, требующим использования специализированного оборудования и технических средств.

Стыки 3–5 уровня конструктивно могут быть одинаковыми, технология формирования сочленения одинакова по последовательности работ: вырезание «окна» в колонне, бурение бокового ствола, спуск «хвостовика» с формированием многоствольного стыка между обсадными колоннами основного и бокового стволов. Однако, при этом «хвостовик» в интервале стыка по 3–му уровню не цементируется, а по 4–му и 5–му цементируется. В 5–м уровне дополнительно устанавливается внутрискважинное оборудование, позволяющее гидравлически изолировать интервал стыка от внутреннего пространства ниже и вышерасположенных участков основного и бокового стволов.

Уровень 6 также подразумевает цементируемый стык. Отличие в том, что вырезания «окна» и дальнейших операций по формированию стыка обсадных колонн основного и бокового стволов не требуется. В скважину спускается колонна с готовым стыком. Вторым отличием уровня 6 является то, что данная конструкция может применяться только в новых скважинах, в то время как 3–5 уровни – как на новом, так и старом фонде скважин.

Для БС и БГС, расположенных в ВНЗ, рекомендуется конструкция эксплуатационного забоя со сплошным цементированием «хвостовика». Для БС и БГС, находящихся в ЧНЗ, рекомендуется конструкция эксплуатационного забоя со спуском в интервал продуктивного пласта не цементируемого фильтра–хвостовика. В интервале горизонтального эксплуатационного забоя БГС рекомендуется центрирование обсадной колонны при помощи жестких центраторов. Заканчивание БС и БГС предусматривает обсаживание пробуренного ствола «хвостовиком» с подвеской его в эксплуатационной колонне основного ствола на специальном устройстве. При этом в компоновку

для обсаживания горизонтального участка может быть также включено оборудование для проведения МГРП (в случае необходимости).

Для проведения качественного цементирования «хвостовиков» в обвязку необходимо включать осреднительную емкость. При проведении цементирования обсадных колонн для контроля качества технологического процесса необходимо использовать станцию контроля цементирования.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать моющую жидкость на основе буферного порошка (0,5 % МПБ–М), а также ПАВ (неонол в количестве 0,05 %).

В качестве ОПР или в случае возникновения несовместимых условий бурения может быть применена конструкция БГС с перекрытием технической колонны 114 (127) мм интервала ствола продуктивным пластом и его цементированием. После ОЗЦ осуществляется разбуривание оснастки технической колонны и дальнейшее бурение горизонтального ствола. Обсаживание горизонтального участка в данном случае осуществляется меньшим типоразмером хвостовика – 73 (89, 102) мм. С использованием данной конструкции также (со спуском технической колонны), в качестве ОПР, возможно строительство многозабойных (разветвлено–горизонтальных) БГС. Вторым вариантом бурения многозабойных БГС является бурение транспортного и горизонтальных участков одним типоразмером долота с последующим спуском хвостовика (одного типоразмера) до окончательного забоя. При этом, «хвостовик» цементируется манжетным способом. Окончательный выбор варианта реализации бурения многозабойных БГС зависит от ожидаемых стоимости и продолжительности работ, определяемых горно–геологическими и технико–технологическими условиями 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 применения технологии зарезки боковых стволов на примере месторождений Западной Сибири

Основными объектами применения ЗБС 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 (5–10 м.) с низкой или неравномерной проницаемостью.
- коллектора с вертикальной трещиноватостью.

К основным преимуществам горизонтальных скважин относят следующее:

- Большой коэффициента охвата и, соответственно, более равномерный контур питания, как следствие приводит к большему коэффициенту нефтеотдачи

– В залежах с подошвенной водой или с наличием газовой шапки отмечается более длительный период, по сравнению с наклонно направленной скважиной, безводного и безгазового дебита

– Высокая продуктивность при низком перепаде забойного и пластового давления, в частном случае разработки залежей с АВПД.

– Увеличенный коэффициент охвата заводнением, за счет соединения: расчлененных пропластков, линз, зон с различной проницаемостью, а также участков неохваченных вытеснением

Возможен более сложный подход к завершению горизонтальной скважины. В горной породе, коллекторе содержащем углеводороды, бурят протяженный горизонтальный участок, такого же диаметра, что и диаметр скважины. Спускают колонну обсадных труб, проводят многостадийный гидроразрыв пласта (МСГРП) (рис. 11).

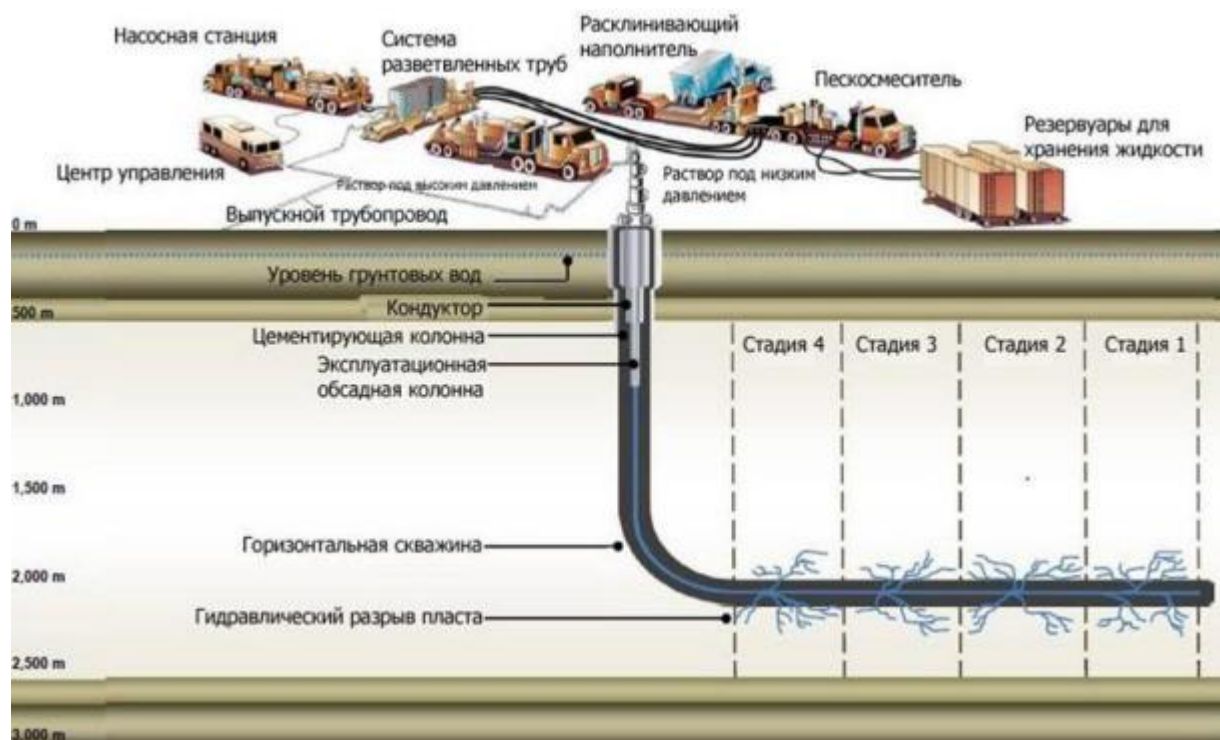


Рисунок 11 – Схема МГРП в горизонтальной скважине

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 Самотлорском месторождении

Самотлорское месторождение находится на 4 стадии разработки, обводненность продукции в среднем составляет 57%. Несмотря на высокие показатели применения методов воздействия на пласты месторождения, остается проблема довыработки остаточных запасов в межскважинном пространстве из-за ограниченности радиуса прямого воздействия на пласт физико-химическими методами. Такое воздействие возможно только посредством бурения боковых стволов и проведения массивированного ГРП. Однако ГРП в заводняемых пластах ограничено повышенной обводненностью скважин и непредсказуемостью развития направления трещин разрыва. В связи с этим в 1999 г. на месторождении началось бурение боковых стволов из аварийных, высокообводненных и низкопродуктивных скважин, в которых применение 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].

Данный метод позволяет вывести из неработающих категорий аварийный фонд, а также использовать скважины, попавшие в зоны с неблагоприятными геологическими условиями (зоны замещения, газовые шапки и др.).

Всего в период 2012–2016 гг. проведено 1375 скважино–операций по зарезке боковых стволов, что на 27% больше проектных объемов – 1080 скв.–опер. (таблица 2). За счет превышения объемов ЗБС фактическая дополнительная добыча нефти составляет 3384 тыс.т (Рисунок 11). Снижение эффективности обусловлено неподтверждением структуры остаточных запасов.

Таблица 2 – Показатели эффективности ЗБС в 2012–2016 гг.

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
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 Самотлорском месторождении, 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 объем 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 Самотлорском месторождении 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).

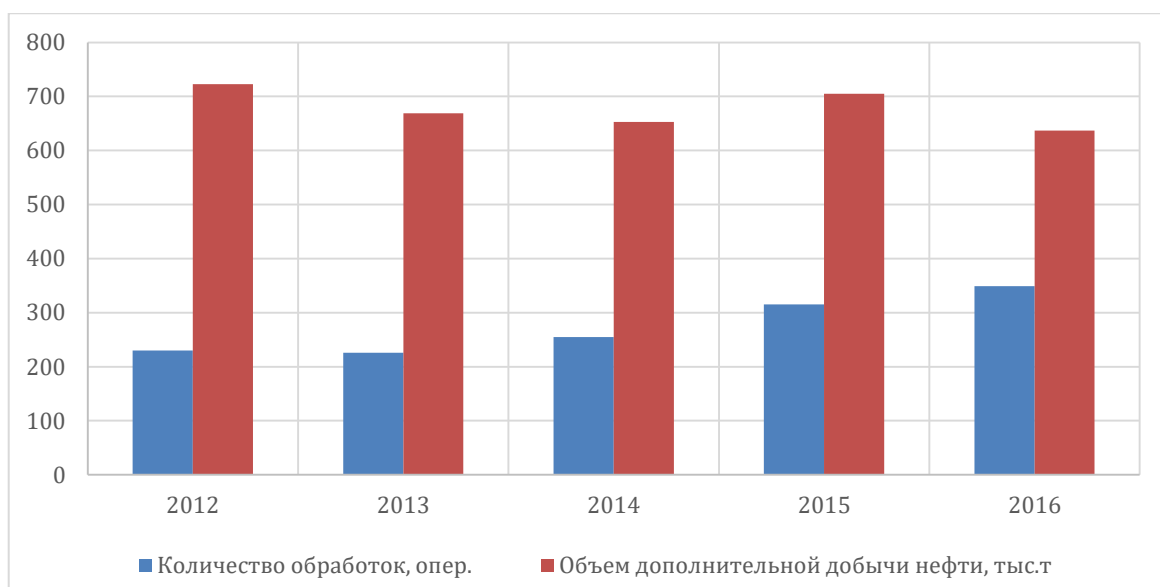


Рисунок 11 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по Самотлорскому месторождению

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 Самотлорском месторождении в период 2012–2016 гг. проводились 2033 мероприятий 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 12).

Таблица 3 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2016 гг.

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

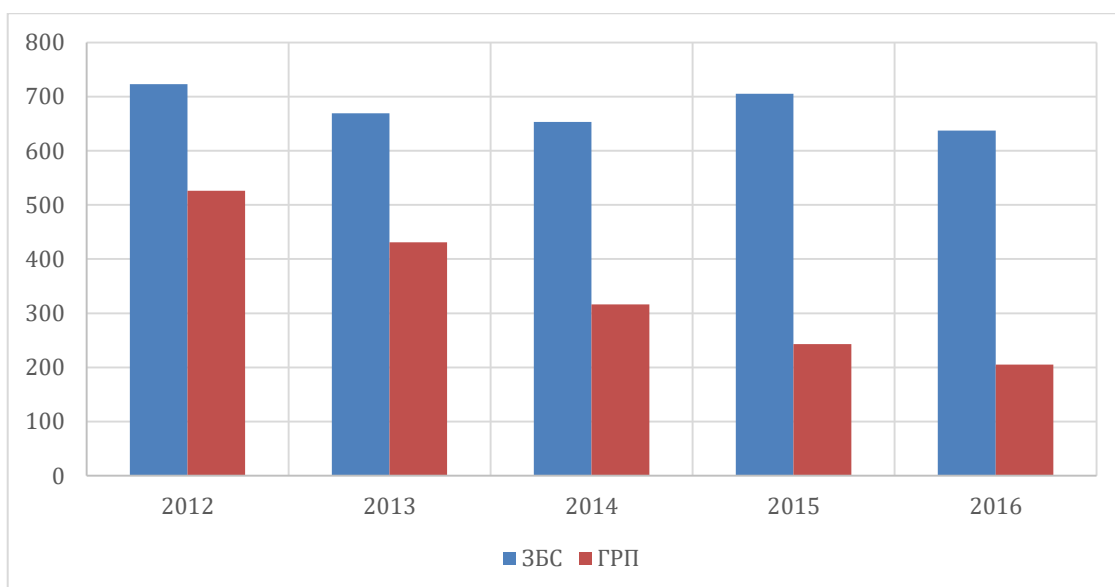


Рисунок 12 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти применением ГРП и ЗБС по годам

Максимальный объем ЗБС реализован на пласт АВ4–5 – 389 ед., или 28% от общего количества, при этом поддерживается высокая эффективность – удельная дополнительная добыча за «скользящий» год составила 3,9 тыс.т/скв.–опер. Также значительный объем ЗБС реализован на пласты БВ8(0) и БВ8(1–3) – 228 (17%) и 211 ед. (15%), соответственно. Технология ЗБС на Самотлорском месторождении применяется уже более 20 лет. Зарезки боковых стволов позволяют решать многие вопросы без бурения новых скважин, такие как:

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

Благодаря реализации БС с различным профилем вскрытия пласта и технологиями освоения, возможно адаптировать БС для конкретных геологических условий.

2.3 Опыт применения зарезки боковых стволов на Ватьеганском месторождении

Всего на месторождении с 001.01.2013 – 001.01.2016 годы фактически проведено 159 скважинно–операции ЗБС(таблица 4).

Широкое применение данного метода связано с особенностями геологического строения основных продуктивных пластов, обуславливающих неравномерность процесса вытеснения и формирование зон значительной концентрации остаточных запасов [11].

Таблица 4 – Показатели эффективности ЗБС в 2012–2015 гг.

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

Геолого–технические мероприятия по бурению вторых стволов на Ватьеганском месторождении реализованы на участках со сформированной системой разработки, с пробуренным проектным фондом – с начала разработки 283 боковых ствола забурены на те же объекты, на которых разрабатывались до проведения мероприятий.

В целом добыча нефти за рассматриваемый период от боковых стволов составила 6198,3 тыс. т (7,5 % от накопленной добычи нефти всего месторождения). Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по Ватьеганскому месторождению представлено на рисунке 13.

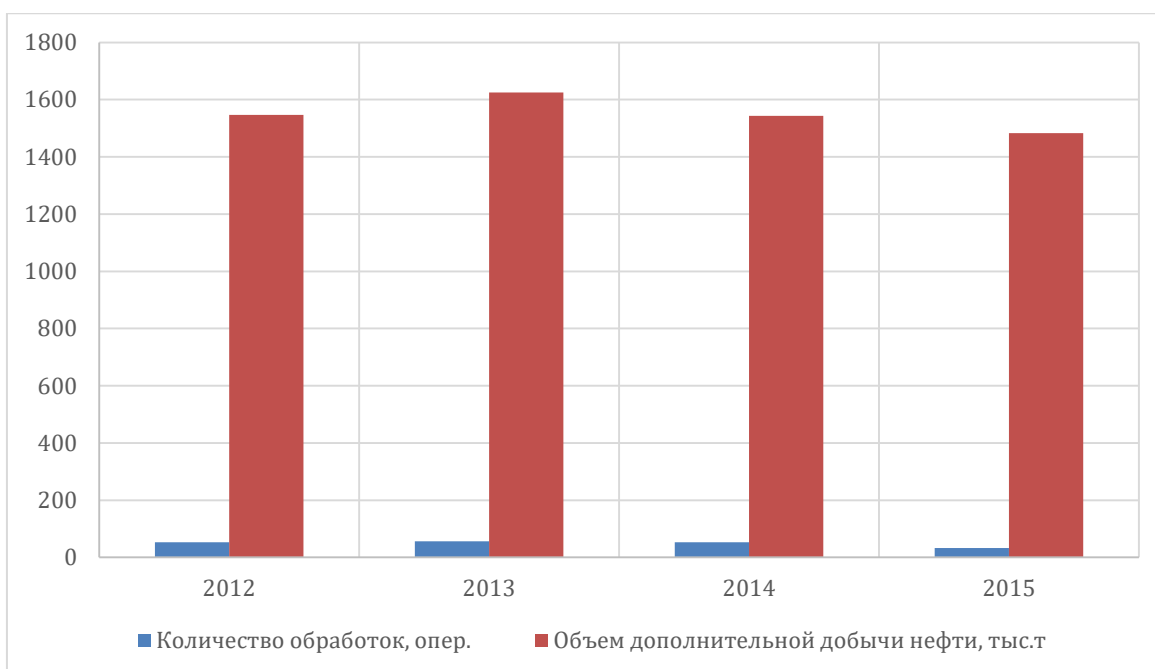


Рисунок 13 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по Ватьеганскому месторождению

Для БВС, БВГС использовались высокообводненные, низкодебитные и аварийные скважины, которые не могли эксплуатироваться по техническим причинам. Работы по БВС, БВГС осуществлялись, главным образом, на объектах АВ₁₋₃ (219 скважин или 43 %), АВ₈ (72 скважины или 14 %) и БВ₁₋₂ (69 скважин или 14 %). Охват БС остальных объектов суммарно составляет 148 скважин или 19 % от общего количества.

В среднем на скважину наибольший объем добытой нефти приходится на объект АВ_{7²⁻⁶} и составляет 58,5 тыс. т. Среднегодовой дебит нефти наклонно–направленных скважин за последние четыре года характеризуется падающей динамикой, что обусловлено увеличением выработки НИЗ и ухудшением структуры остаточных подвижных запасов нефти.

Также необходимо отметить превышение среднего входного дебита нефти горизонтальных скважин над наклонно–направленными, что обусловлено возможностью проводки горизонтального участка бокового ствола по отдельным наименее выработанным интервалам продуктивных пластов. Такая возможность позволяет продлить период разработки залежи с меньшей

долей воды в продукции и, тем самым, достичь бóльшую технологическую эффективность в сравнении с наклонно–направленным «окончанием».

По сравнению с ЗБС на Ватьеганском месторождении в период 2012–2015гг. проводились 223 мероприятий ГРП, дополнительная добыча нефти составляет 226,2 тыс.т . Максимальный эффект в год реализации получен от ЗБС – 33,06 тыс.т/опер, от ГРП, удельная дополнительная добыча составила 1,21тыс.т/опер (таблица 5, рисунок 14) [11].

Таблица 5 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2015 гг.

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

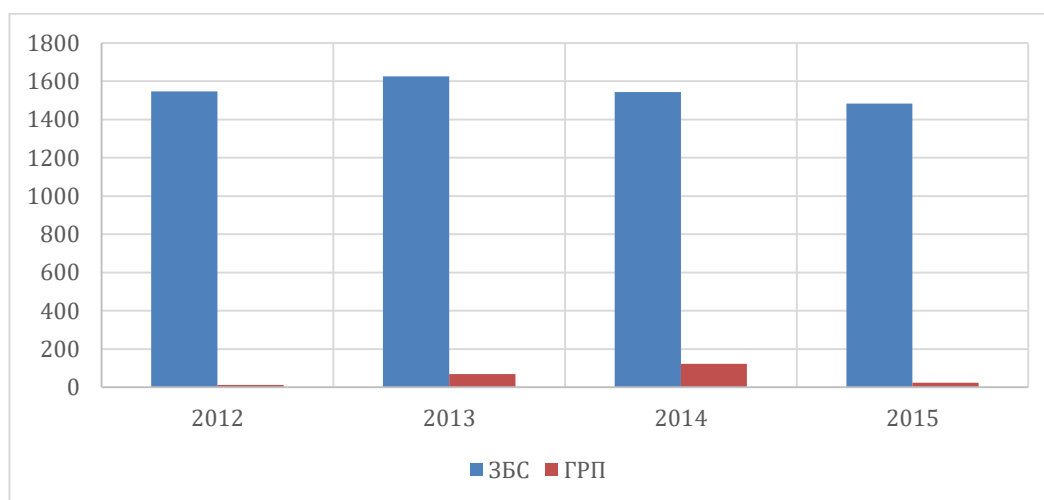


Рисунок 14 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти применением ГРП и ЗБС по годам

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 АВ₁₋₃; по

одному – на объекты АВ₆ и АВ₇²⁻⁶; три БС – на объект АВ₈. Максимальным дебитом нефти при этом характеризуется боковой ствол, пробуренный на объект АВ₇²⁻⁶ (1634Л – 171,7 т/сут).

2.4 Опыт применения резки боковых стволов на Усть–Балыкском месторождении

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

Дополнительная добыча нефти по скважинам с ЗБС 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.

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

По сравнению с ЗБС на Усть–Балыкском месторождении в период 2012–2016гг. проводились 173 мероприятий ГРП, дополнительная добыча нефти составляет 345,8 тыс.т . Максимальный эффект в год реализации получен от ГРП – 1,91 тыс.т/опер, от ЗБС, удельная дополнительная добыча составила 1,64 тыс.т/опер (таблица 7, рисунок 16).

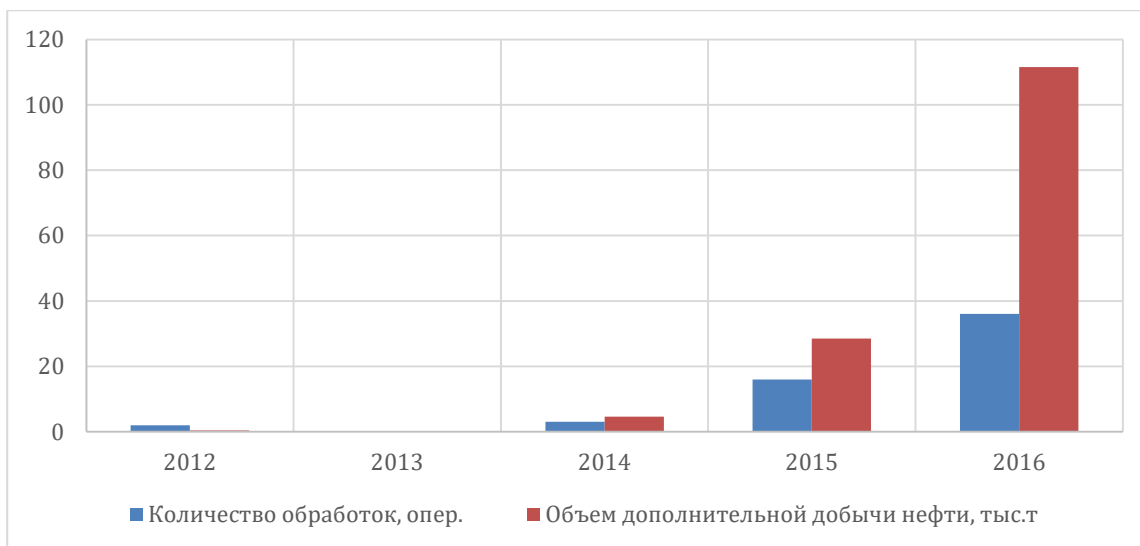


Рисунок 15 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по Усть–Балыкскому месторождению

Таблица 7 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2016 гг.

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

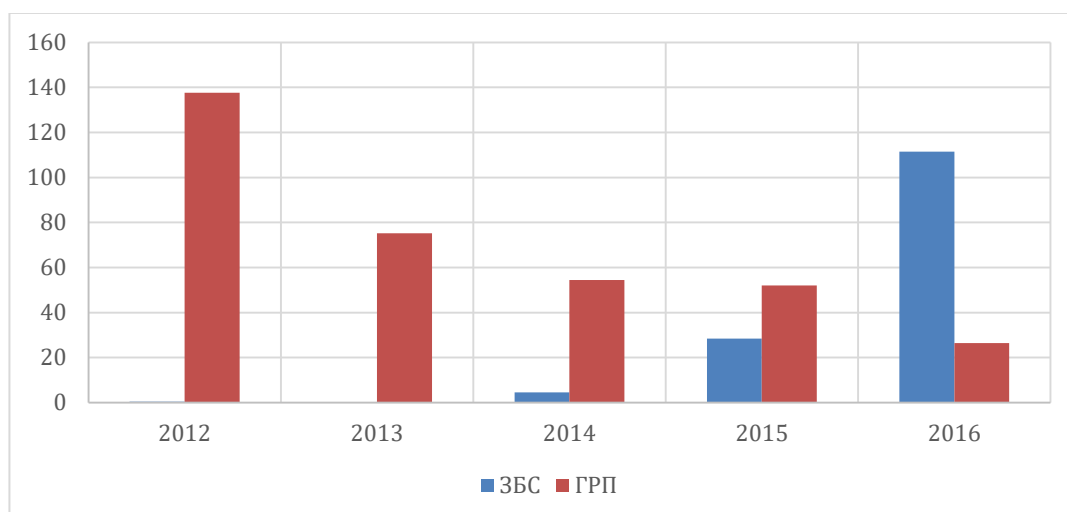


Рисунок 16 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти применением ГРП и ЗБС по годам

Таким образом на рассматриваемый период технология ГРП является эффективным методом по сравнению с ЗБС на Усть–Балыкском месторождении.

2.5 Опыт применения зарезки боковых стволов на Повховском месторождении

Бурение вторых стволов на месторождении начато в 2000 году, ввод их в эксплуатацию – в 1997 году. По состоянию на 001.01.2017 года было проведено 145 зарезок бокового ствола (ЗБС), из них: 19 скважин с горизонтальным окончанием (ЗБГС) и 126 скважин – с вертикальным (ЗБВС). Боковые стволы с горизонтальным окончанием бурятся на месторождении с 2012 года.

В период с 2012 г. по 2016 г. на месторождении проведено 128 скважино–операций ЗБС. Дополнительная добыча нефти по скважинам с ЗБС за анализируемый период составляет 392,1 тыс.т, средний удельный технологический эффект 3,1 тыс.т/скв.–опер(таблица 8, рисунок 17).

Таблица 8 – Показатели эффективности ЗБС в 2012–2016 гг.

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 ЗБС использовались высокообводненные, низкодебитные и аварийные скважины, которые не могли эксплуатироваться по техническим причинам. Зарезка осуществлялась как в зоны пласта, где реализован проектный фонд скважин и происходит выработка запасов, так и в неразрабатываемые зоны материнскими скважинами с других объектов.

120 вторых стволов забурено в скважинах на те же объекты, на которые они эксплуатировались до проведения мероприятия, на участки с более

высокой концентрацией остаточных запасов нефти, на нижележащий объект пробурено 24 скважины, с возвратом на вышележащий объект – 1 скважина.

Работы по ЗБС осуществлялись, главным образом, на объекте БВ₈ (117 скважин или 81 %). На объект ЮВ₁ пробурено 26 скважин или 18 %, на объект Ач – 2 скважины или 1 %. Дополнительная добыча нефти в результате бурения боковых стволов за весь период разработки месторождения составила по состоянию на 001.01.2017 года – 1771 тыс. т, что в среднем составляет 12,1 тыс. т на скважину.

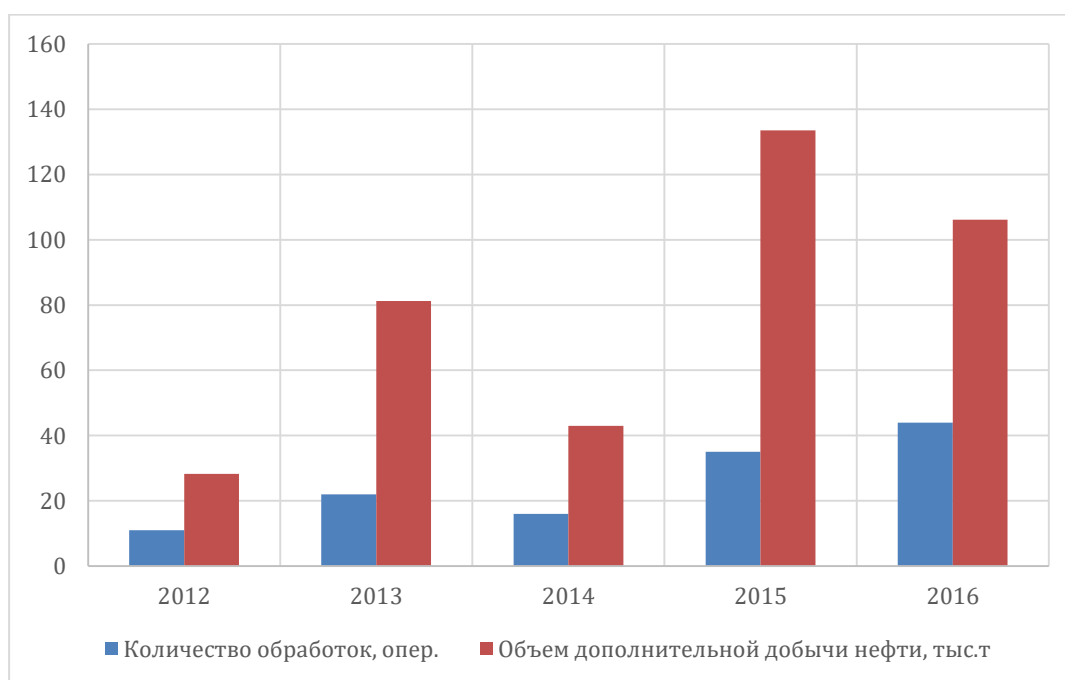


Рисунок 17 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по Повховскому месторождению

Значительные различия эффективности вторых стволов, пробуренных в первые и последние годы внедрения метода, в основном обусловлены применением ГРП. Начиная с 2007 года практически все боковые стволы, в том числе и горизонтальные, вводятся в эксплуатацию с проведением гидроразрыва.

По сравнению с ЗБС на Повховском месторождении в период 2012–2016гг. проводились 867 мероприятий ГРП, дополнительная добыча нефти составляет 1193,7 тыс.т. Максимальный эффект в год реализации получен от

ЗБС – 3,1 тыс.т/опер, от ГРП, удельная дополнительная добыча составила 1,38 тыс.т/опер (таблица 9, рисунок 18).

Таблица 9 – Показатели эффективности ГРП в 2012–2016 гг.

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

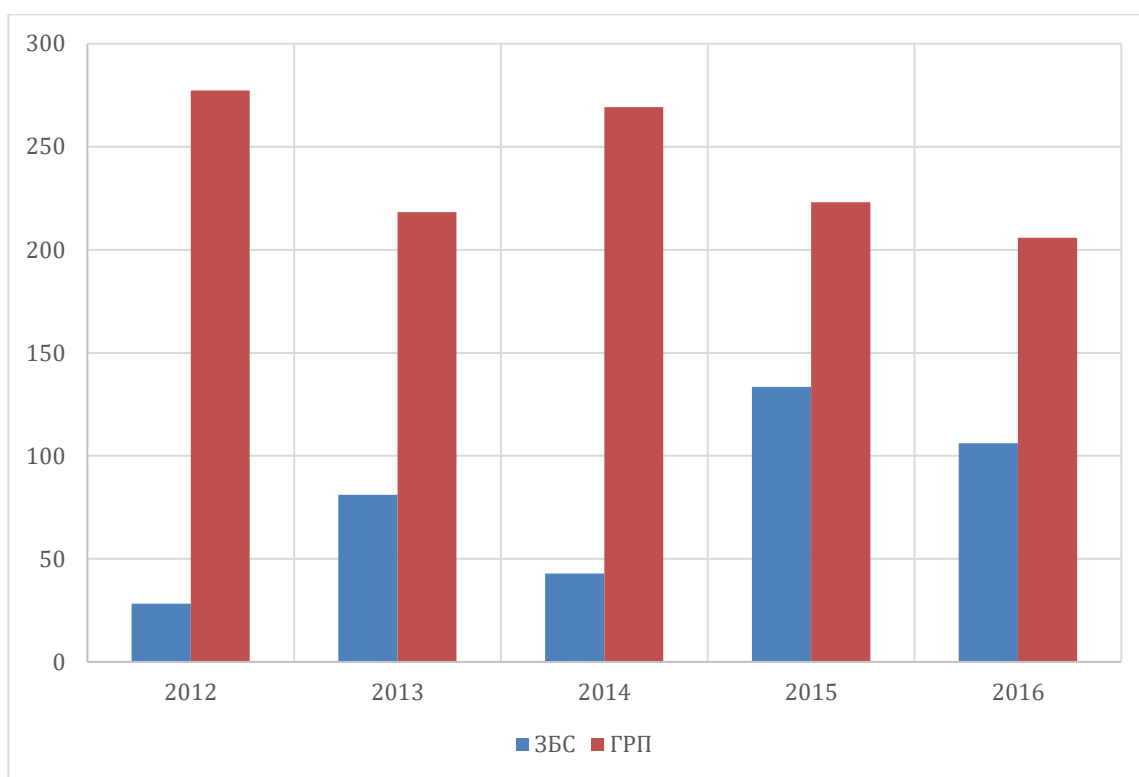


Рисунок 18 – Сравнение объема дополнительной добычи нефти применением ГРП и ЗБС по годам

Таким образом на рассматриваемый период технология ЗБС является эффективным методом по сравнению с ГРП на Повховском месторождении (удельная дополнительная добыча от ЗБС составила 3,1 тыс.т/опер.).

2.6 Анализ эффективности применения реззки боковых стволов

Всего на Самотлорском месторождении в 2012–2016 гг. было проведено 1375 мероприятия по резжке боковых стволов на 13 объектах разработки. Объёмы работ по годам варьируются от 226 до 349 БС/год.

В таблице 10 дано сравнение эффективности технологий ЗБС, применявшихся на месторождениях Западной Сибири. В общем эффективность БННС с ГРП, БГС без ГРП и БГС с МГРП близка – дополнительная добыча за скользящий год составила 3,4, 3,7 и 3,6 тыс.т/скв., соответственно. Тем не менее, каждая из технологий нашла свое применение разных геологических условиях.

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

Месторождение	Период времени	Количество обработок, опер.	Объем дополнительной добычи нефти, тыс.т	наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс.т
Самотлорское	2012–2016	1375	3384	2,46
Ватьеганское	2012–2015	159	6198,3	33,06
Усть–Балыкское	2012–2016	57	145	1,64
Повховское	2012–2016	128	392,1	3,1

Дополнительная добыча нефти за счет БС, пробуренных за анализируемый период, составила 3384 тыс.т нефти. Таким образом, удельная дополнительная добыча нефти составила 2,5 тыс.т/скв.–опер. Средний

стартовый дебит нефти составил 24 т/сут, дебит жидкости – 119 т/сут. Максимальные показатели эффективности получены от БС, пробуренных в 2012 г.: средняя дополнительная добыча нефти за «скользящий» год составила 4,9 тыс.т/скв.–опер, стартовый дебит нефти и жидкости – 31 т/сут и 116 т/сут. Минимальные показатели эффективности были получены в 2016 г.: средние приросты дебитов нефти и жидкости 19,5 т/сут и 109 т/сут, соответственно.

Зарезка боковых стволов является одним из наиболее эффективных мероприятий применяемых на Ватьеганском месторождении. В периоде 2012 – 2015гг пробурено 159 боковых стволов, из них около 72 % операций по ЗБС можно считать эффективными (прирост дебита нефти 10 т/сут и более).

Высокие показатели от проведения мероприятий как по ЗБВС, так и по ЗБГС на Ватьеганском месторождении обусловлено тем, что бурение боковых стволов осуществлялось на участках, где сосредоточены значительные остаточные запасы. Дополнительная добыча нефти на месторождении в результате бурения боковых стволов в наклонно–направленном исполнении составила 3580,4 тыс. т (29,1 тыс. т/скв.), по боковым стволам в горизонтальном исполнении 11703,7 тыс. т (30,4 тыс. т/скв.).

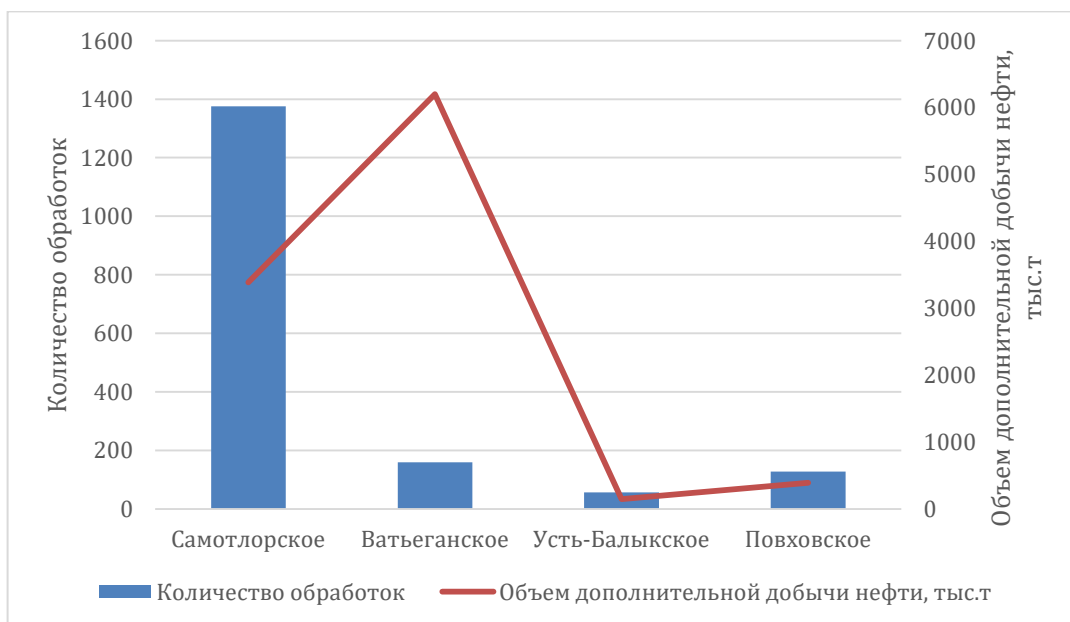


Рисунок 19 – Количество обработок и объем дополнительной добычи нефти по месторождениям

ЗБС является наиболее «тяжелым» эффективным видом ГТМ на Усть-Балыкском месторождении наравне с ГРП. ЗБС позволяет направленно отбирать невовлеченные в разработку запасы (целики нефти). Количество ЗБС на отстающие по темпам выработки пласты увеличивается с каждым годом. ЗБС является эффективным видом ГТМ как для высокопроницаемого обводненного пласта, так и низкопроницаемого расчлененного.

2.7 Недостатки применения зарезки боковых стволов

Технические проблемы при бурении БГС на Самотлорском месторождении приводят к низкой эффективности мероприятий. В связи с этим принято решение о замене ЗБС на ВНС. В последние годы отмечается снижение эффективности мероприятий по ЗБС, что связано в первую очередь с ухудшением качества остаточных запасов нефти. Для сокращения непроизводительных отборов воды по высокопродуктивным объектам в зонах с высокой неопределенностью локализации остаточных запасов нефти, рекомендуется применение постадийной отработки горизонтальных стволов.

Бурение вторых стволов на Повховском месторождении применяется как для выработки остаточных запасов нефти, так и для вовлечения в разработку неразбуренных ранее зон. Эффективность вторых стволов значительно увеличилась после начала применения на них ГРП. В условиях выработанности основной части запасов месторождения этот метод будет иметь все большее значение для выработки зон концентрации остаточных запасов

Основными причинами низкой эффективности зарезки боковых стволов на Ватьеганском месторождении являются: технические, такие как, заколонные циркуляции (перетоки), негерметичность забоя и колонны в результате строительства скважины; геологические особенности строения, такие как, отсутствие глинистой перемычки отделяющей нефтенасыщенную часть пласта

от водонасыщенной в высокопродуктивных коллекторах, низкие ФЕС коллекторов на участках бурения.

При бурении БС на месторождениях Западной Сибири возникают сложности из-за несовместимости условий бурения. Например, в результате взаимодействия бурового раствора, грязеаргиллитовые породы, слагающие поверхности разрабатываемых пластов и вскрываемых с большим зенитным углом, утаскивается и фрагментируется, что приводит к дестабилизации ствола скважины. Это, в свою очередь, приводит к осложнениям, устранение которых требует значительного количества производительного времени и дополнительных материальных затрат.

3 ТЕХНИКО–ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Одним из способов решения проблем несовместимости условий бурения в БГС является использование двухколонной конструкции БС (рис. 20): техническая цепь опускается на кровлю продуктивного пласта и устанавливается по всей его длине ; хвостовик фильтр (либо цементируемый хвостовик) спускают в интервале продуктивного пласта, включая горизонтальный участок.

При Зарезке боковых стволов от родной колонны с диаметром 146 мм необходимо использовать породорез малого диаметра (до 126 мм), а интервал между окном и продуктивным пластом обсаживать потайной колонной для исключения несовместимых условий бурения (обычно безмуфтовой диаметр 114 миллиметров). Это означает уменьшение кольцевых зазоров, невозможность установки центрирующих элементов, риск негерметичности заколонных перетоков и крепи.

Для устранения этих явлений ствол под потайную колонну необходимо расширять отдельным СПО (иногда в несколько рейсов). Это часто сопровождается дестабилизацией ствола и проявлением поглощений и устранения наработанной корки бурового раствора. Либо использовать двухколонковые долота, которые не обладают достаточно хорошей управляемостью и в ряде случаев приводят к нарушению профиля, необходимости смены КНБК и технологии бурения. В связи с этим важным является поиск технических и технологических решений, альтернативных применяемым.



Рисунок 20 – Конструкция БГС с потайной колонной

При строительстве БС на Ватъеганском месторождении основные осложнения часто связаны с примесью неустойчивых растворов в разрезе савуйской пачки неустойчивых глин, склонных к осыпям и обвалам, и переходных пластов с низким пластовым давлением. Поэтому в настоящее время используется двухколонная конструкция БС: техническая колонна диаметром 114 мм (102 мм – в одном БГС) опускается на поверхность производственной конфигурации и цементируется по всей длине, а фильтр-хвостовик диаметром 73 (60) мм спускается в интервал продуктивного пласта.

При использовании данной конструкции БГС для обеспечения устойчивости ствола скважины в интервале неустойчивых пород технически необходимо поддерживать плотность бурового раствора в пределах 1,27–1,32 г/см³. Для исключения вскрытия целевого объекта на повышенной репрессии и значительной кольматации призабойной зоны в интервале продуктивного горизонта после вскрытия пласта вышележащий интервал обсаживается потайной колонной с последующим ее цементированием, а бурение ГУ выполняется буровым раствором меньшей плотности

Для более беспрепятственного спуска потайной колонны диаметром 114 мм, требуются бицентричные долота или расширение пробуренного ствола отдельной операцией гидравлическими расширителями. Бицентричные долота использовались в скважинах 8277L, 4657L, 4269L и 4143L. Опытным путем установлено, что Бицентричные долота не обеспечивают устойчивости ствола скважины и достаточной управляемости в диапазоне параметров кривизны. Самое разумное решение – расширить ствола гидравлическим расширителем. Этот факт подтвержден положительным опытом на скважине № 4143Л, где применялся расширитель RHINO.

Rhino Model XS Reamer представляет собой гидравлический концентрический расширитель, предназначенный для расширения ствола скважины до 25%. Инструмент эффективно расширяет скважину, обеспечивая улучшенный контроль эквивалентной плотности, и идеально подходит для использования со всеми типами управляемых роторных буровых систем (рис. 21).



Рисунок 21 – Конструкция гидравлического расширителя Rhino XS

Блоки расширенных режущих элементов Rhino XS (ISB и ICB) рассчитаны на ожидаемые горно–геологические условия бурения (рис. 22). В зависимости от наличия или отсутствия солей, сланца или песчаника на пути ствола скважины рекомендуемые конфигурации вооружения будут разными. При этом блоки резцов можно заменить в ремонтной мастерской.

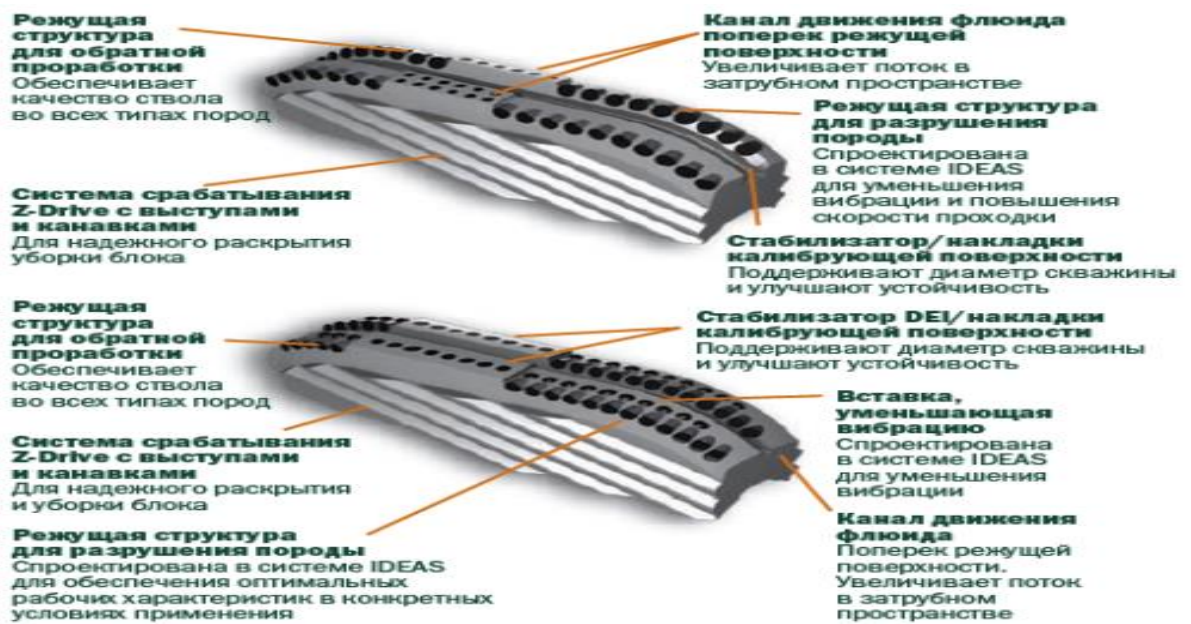


Рисунок 22 – Режущие блоки расширителя Rhino XS — ISB и ICB

Особенно высоких результатов при этом удается добиться, сочетая расширителя Rhino с долотами Smith Bits. В этом случае используется агрегатное моделирование всех элементов КНБК при бурении в специальной программе I-DRILL с учетом большого количества переменных (рис. 23). Такой комплексный подход к проектированию КНБК обеспечивает снижение вибраций и повышение качества реактивной скважины и скорости проходки.

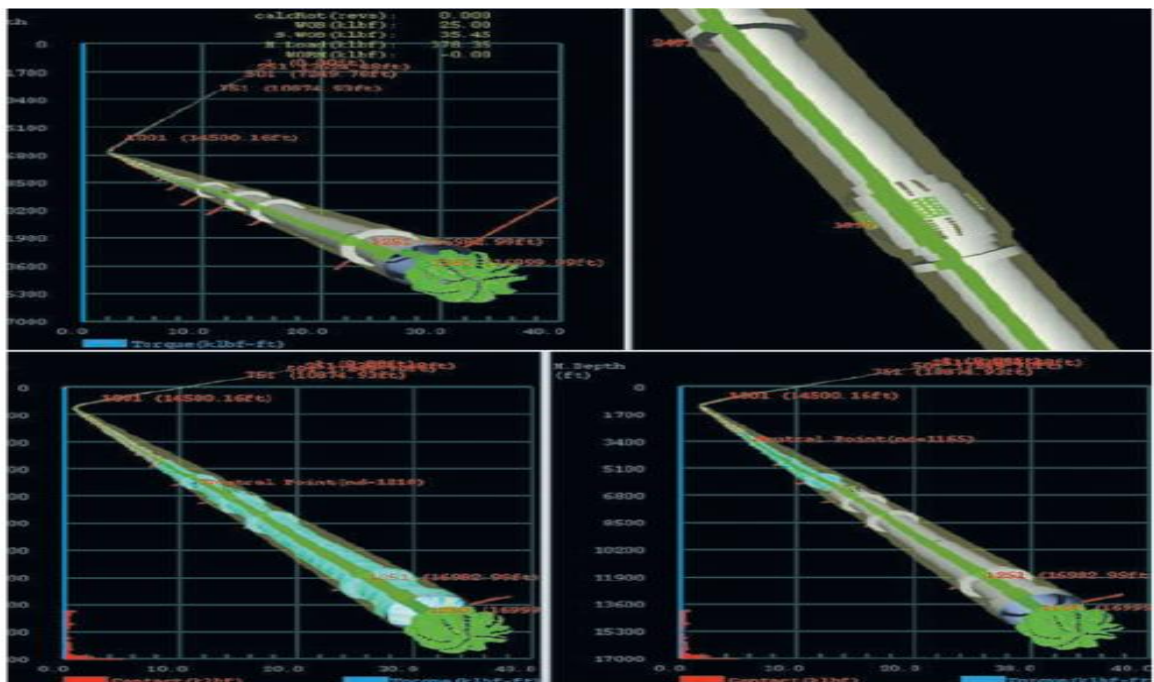


Рисунок 23 – Моделирование в системе I-DRILL (и/или IDEAS)

Что наиболее важно для применения в БС, расширители Rhino XS доступны в широком диапазоне размеров, от инструментов, предназначенных для расширения небольших скважин размером до 95 мм.

Отличие от Тарасовского месторождения в том, что на Ватьеганском месторождении проходной и горизонтальный участки бурили с КНБК немного Ø 123,8 мм, и только после этого спущена потайная колонна. В этом случае открывается пласт с накопленным буровым раствором плотностью 1,27–1,32 кг/м³.

В дальнейшем при бурении под хвостовик диаметром 60 мм возможно использовать КНБК с учетом опыта бурения Тарасовского месторождения, либо выполнять бурение на гибких трубах НКТ.

Выводы о зарезке боковых стволов на месторождении ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь»:

1. В таблице 11 приведены основные отличия по конструкциям скважин и технологиям бурения в ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» и других компаний.

2. Как видно, применяемые на Ватьеганском месторождении конструкции БГС с потайной колонной имеют меньшие кольцевые зазоры, чем в других компаниях. В связи с этим необходимо:

- в качестве скважин–кандидатов под реконструкцию подбирать (по мере возможности) эксплуатационную колонну диаметром 168/178 мм;
- проработать возможность применения 102 мм потайной колонны.

КНБК для открытого бурения на Тарасовском месторождении не имеет дистанционной системы. На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» также актуальна проблема поиска малогабаритной системы MWD КНБК. Отсутствие в схеме бурения с хвостовиком 60 мм системы MWD вызывает необходимость поиска дистанционной системы диаметром до 73 мм.

Таблица 11 – Сравнительная таблица техники и технологий строительства

БГС

Описание конструкции	Месторождение		
	Самотлорское	Тарасовское	Ватъеганское
1. Материнская колонна, мм	168	146	146
2. Потайная колонна, мм	без потайной колонны	102	114/102
3. Хвостовик, мм	114	открытый забой	73/60
4. Описание КНБК для бурения ГУ	PDC 142,9V613DG1X; ВЗД– 106(1°40');ТС; PBL; ТБПК– 89;ТБТ– 89; ясс– 121; ТБТ–89; ТБПК– 89	БИТ– 85ВТ608Н; Д1–75РС; СБТ–60; П– 83/65; СБТ–89; П–86/83; УБТ– 108; ясс ЯГБ– 114;УБТ– 108; П– 83/86; СБТ–89	Дол. BS–95 SD 413– 102; ВЗД–73 (7/8) 1,5°; КОБ–79; ТС–78; ТБПВ– 60; П– 108(86/65); ТБТ–89; ясс ЯГ7– 105;ТБТ– 89; ТБПК– 89
5. Цель применения потайной колонны	изоляция зон поглощений	разобшение зон с несовместимыми условиями бурения	изоляция зон поглощений и неустойчивой савуйской пачкиглин перед вскрытием продуктивного пласта

После анализа сервисных компаний по поддержке телеметрии была найдена система телеметрии от Drilling Consulting. Характеристики удаленной системы приведены в табл. 12, а схема забойной телеметрической системы (3TS) — на рис. 24.

Таблица 12 – Технические характеристики телесистемы MWD

Параметр	Единица измерения	Значение
Диаметр	мм	73
Максимальная рабочая температура	гр, °С	150
Максимальное рабочее давление	МПа	100
Максимальный момент вращения	кН/м	9
Максимальная допустимая пространственная интенсивность при роторном бурении	гр/м	16/10
Максимальная допустимая пространственная интенсивность при направленном бурении	гр/м	32,8/10
Максимальная скорость вращения ротора	об./мин.	80
Скорость потока	л/с	6
Максимальное содержание песка	%	≤ 1
Время непрерывной работы	час	> 200
Максимальные пиковые нагрузки	g	500



Рисунок 24 – Схема забойной телеметрической системы

Среди рассмотренных месторождений наиболее технологичной оказалась система бокового ствола их материнской колонны 168/178–мм на Самотлорском месторождении. Можно рассмотреть конструкции с потайной колонной диаметром 102 мм и в хвостовиком 60 мм, либо с открытым стволом – реализацию эксперимента по бурению малогабаритной КНБК на Тарасовском месторождении с учетом опытно–промышленных работ, проведенных на скважине №8327 Ватиганского месторождения.

При бурении скважин второго горизонтального ствола (БГС) на месторождениях Западной Сибири возникают осложнения, возникающие из–за нестабильности стенок ствола скважины, что может привести к авариям и, соответственно, затратам на их предупреждение и ликвидацию. Например, на Ватьеганском месторождении неустойчивые породы представлены савуйской толщей глин. Использование высокоингибированных буровых растворов, повышенной плотности рецептуры, стабилизационных насадок и растворов на углеводородной основе (РУО) не дает 100% гарантии безаварийного бурения.

При одноколонной схеме бокового ствола применение утяжеленных демпфирующих буровых растворов с добавлением кольматантов при бурении неустойчивых интервалов и последующем вскрытии продуктивного пласта приведет к значительному снижению проницаемости ПЗП.

БС, пробуренные по двухколонной конструкции, при проходе интервала неустойчивой породы опускается и затвердевает промежуточная (потайная) колонна, а затем вскрывается продуктивный пласт на малоплотном буровом растворе, увеличиваются временные и капитальные затраты. Также существует

риск недоспуска колонны из-за набухания глин при СПО, не прохождением колонны при спуске в данном интервале. В то же время применение РУО при бурении, обеспечивающее снижение химической реакции бурового раствора с породой, хотя и препятствует смачиванию бурового раствора, но значительно увеличивает капитальные затраты и затраты на утилизацию отходов бурения., в то же время существуют риски разрушения геомеханики горных пород из-за недостаточной эквивалентной циркуляционной плотности, например, в процессе СПО.

Профильные перекрыватели позволяют изолировать периоды неустойчивых пород, предотвращая выходы на поверхность, обрушения, вздутия и другие осложнения. Суть этого метода заключается в расширении интервала неустойчивых пород, установке в нем профильной трубы и его расширении по стенке скважины. Это дает возможность стабилизировать ствол скважины, изолировать участки аномальных давлений и катастрофических поглощений, а также продолжить бурение с уже вскрытым в легкий буровой раствор базовым пластом, без сужения ствола скважины в интервале под установку оборудования локального для крепления скважин (ОЛКС).

В связи с этим в 2020–2021 гг. с целью оценки возможностей технологии ремонта неустойчивых пород оборудованием ОЛКС были проведены экспериментальные работы по предупреждению осложнений, связанных с нестабильностью ствола скважины БГС в интервале между Савуйской сланцевой пачкой в двух скважинах Ватьеганского месторождения (рисунок 25).

По результатам экспериментальных работ удалось успешно добиться перекрытия нестабильных интервалов и бурения БС. На дополнительные работы, связанные с установкой переборок, ушло 13 и 16 дней соответственно, а строительство обхода в целом заняло 39 и 40 дней (без учета монтажа буровой башни, каротажа цемента и нормализации хвостовика) соответственно.

На создание боковых стволов по базовой технологии, которые были пробурены в 2019 году на Ватьеганском месторождении без использования профильных перекрывателей, ушло 22–33 дня.

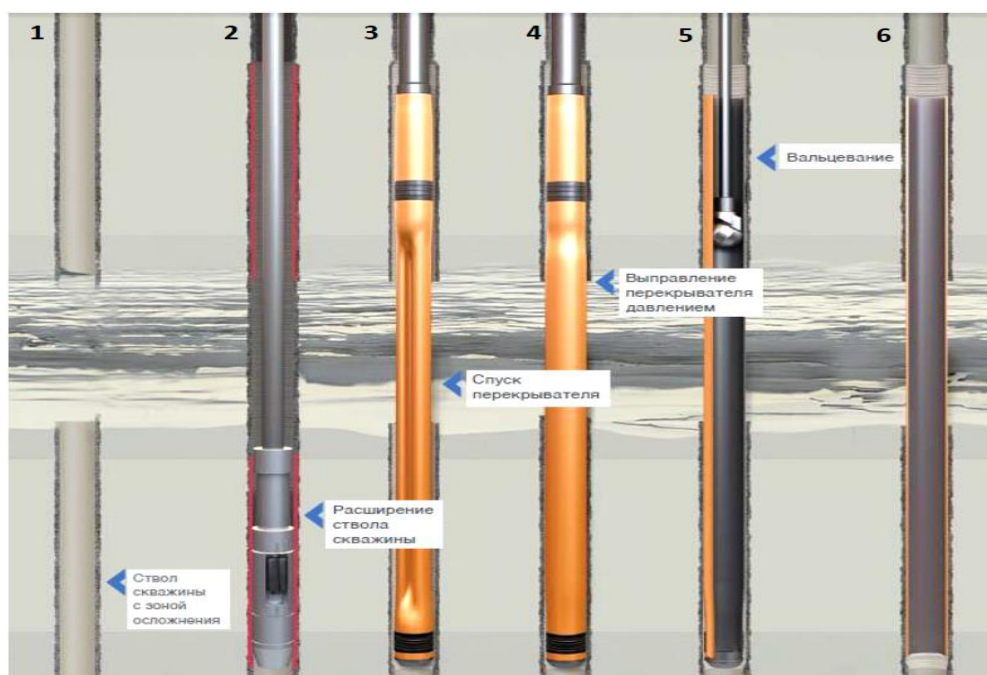


Рисунок 25 – Основные этапы установки профильного перекрывателя

1 - вскрытие интервала; 2 - расширение ствола; 3 - спуск ОЛКС; 4 - расправление трубы под давлением; 5– вальцевание.

Процесс установки перекрывателя на этапе ОНР в каждую скважину имеет свои особенности, хотя и состоит из нескольких идентичных этапов [14]. Поэтому после прохождения интервала неустойчивых пород была составлена схема продления интервала установки ОЛКС и составлен интервал установки перекрывателя (3 дня). После прохождения интервала буровым долотом и его расширения были установлены кольматирующе–ингибирующие пакки. Затем производился замер и проводка скважины (1 сут). При отсутствии сужения ствола проводили шаблонирование и прокачивали очищающую и ингибирующе–смазывающую пакки в интервале установки ОЛКС (2 сут).

По результатам ГИС в скважине №1 обнаружено сужение диаметра скважины относительно номинального после расширения. В результате работы по перерасширению, проведенные в три этапа, заняли 9 дней. В скважине №2

при расширении участка Савуйская произошел отказ расширителя. На разработку и замену расширителя ушёл один день. Таким образом, процесс расширения в обоих случаях сопровождался непроизводительной работой.

При удовлетворительном состоянии ствола скважины начинается восстановление ОЛКС. Профильная труба опускается и «надувается» (активируется), после поворота бурильные трубы извлекаются (1 сутки). Затем спускают компоновку для развальцовывания и обеспечения внутреннего диаметра ОЛКС, близкого к номинальному, проводят процесс расширения перекрывающего слоя и компоновку снимают (1–2 сут). В этот момент, на скв. № 2 происходило заклинивание развальцевателя. В течение 9 ч производилось его расхаживание с продавкой смазывающей пачки.

После установки перекрывателя профиля башмак разбуривают, промывают и превращают в легкий буровой раствор (1 сутки) для последующего бурения горизонтального участка.

Благодаря перекрывателю, удерживающей неустойчивые породы от выброса, удалось снизить плотность бурового раствора для бурения горизонтального участка с $1,23 \text{ г/см}^3$ до $1,13 \text{ г/см}^3$, при этом гидростатическое давление при начальном вскрытии было уменьшилось примерно на 20 атм.

Высокие значения непроизводительного времени (НПВ) связаны с проведением дополнительных работ, обусловленных спецификой реализации технологии (таблица 13):

- скв. № 2 - повторное расширение ствола из-за несоответствия диаметра ствола в участке установки перекрывателя (9 сут);
- скв. № 1 - дополнительное СПО и шаблонирование из-за неисправности расширителя, заклинка развальцевателя (1,8 сут).

Таблица 13 – Продолжительность этапов установки ОЛКС (с доп. работами)

Этап	Скв № 1	Скв № 2	Среднее
Расширение, проработка (сут.)	12	8	10
Установка, вальцевание (сут.)	3	3	3
Разбуривание башмака, промывка, замена раствора, замена КНБК (сут.)	1	1	1
Всего на применение ОЛКС (сут.)	16	12	14

Для снижения НПВ рекомендуется расширять ствол со скоростью не более 3 м/ч. Произвести дополнительное расширение без подъема всего оборудования, так как причиной некачественного расширения отверстий может быть чрезмерная радиальная нагрузка на расширяющиеся лопасти при повышенных скоростях механического расширения (при недостаточном перепаде давления при возбуждении лопастей).

Так, в скважине №1 скорость расширения ствола составила 4,5 м/ч, а при дорасширении 3,5 м/ч. В скважине №2 уже произошло расширение со скоростью 2,5 м/ч, а в интервале установки герметика наличие сужения ствола скважины не зафиксировано. На основании опыта повторной разведки на скважине №1 рекомендуется использовать расширители с указанием развальцовки расширительных лопаток для расширения ствола. Также необходимо усилить контроль за ресурсом оборудования, чтобы снизить риск отказа при работе в скважине.

Так, на скважине № 1 скорость расширения ствола составляла 5 м/ч, а при повторном расширении 4 м/ч. На скважине № 2 расширение проводили уже со скоростью 3 м/ч, наличие сужений ствола в интервале установки перекрывателя не зафиксировано. С учетом опыта повторного расширения на скважине № 1, для расширения ствола рекомендуется использовать расширители с индикацией выдвижения расширяющих лопастей. Также необходимо усилить контроль за

исправностью оборудования, для снижения риска выхода из строя во время работ в скважине.

С учетом проведенного анализа и представленных рекомендаций определен оптимизированный порядок проведения работ по установке профильного перекрывателя (ОЛКС) для закрепления неустойчивых пород:

1. Прохождение интервала Савуйской пачки с одновременным расширением ствола бицентричным долотом (либо компоновкой с наддолотным расширителем), установка кольматирующе–ингибирующей пачки;

2. Шаблонирование отдельной КНБК. В состав шаблонировочной компоновки предлагается включить приборы для проведения геофизических исследований скважины (ГИС) (гамма–каротаж, профилометрия, инклинометрия). После завершения шаблонирования осуществляется закачка ингибирующе–смазывающей пачки;

3. За один спуск перекрывателя в компоновке с клапаном, роликовыми развальцевателями, калибратором и подъемным башмаком произвести активацию («раздувание») и развальцевание профильной трубы;

4. Промывка скважины и переход на облегченный буровой раствор.

При обеспечении отсутствия осложнений со стволом и экономии времени посредством выполнения разработанных в работе рекомендаций, возможно сократить общее время строительства до 34 суток (уменьшение времени на 5 суток), что примерно соответствует наибольшему сроку строительства аналогичных БГС (33 сут) на рассматриваемых месторождениях с применением буровых растворов специального назначения.

По результатам анализа можно сделать вывод, что технология строительства БГС с применением профильных перекрывателей для строительства с потайной колонной является более рентабельной по сравнению со бурением в обычной конструкции с диаметром хвостовика 102 мм [15], в случае сравнения с применением специальных буровых растворов,

гарантирующих устойчивость ствола скважины, – экспериментальная технология имеет отрицательный экономический эффект, что в основном связано с дополнительными работами, связанными с технологическими особенностями применения ОЛКС.

Из результатов проведенного анализа следует:

- применение профильных перекрывателей при БГС технически реализуемо;
- технология позволяет надежно изолировать интервал неустойчивых пород, что дает возможность бурить горизонтальный участок на облегченном буровом растворе, снизить воздействие на продуктивный пласт.

Таким образом, технология можно рассматривать в качестве альтернативы бурению БГС по двухколонной конструкции (с потайной колонной) при наличии несовместимых условий бурения. В случае применения растворов специального назначения (например, РУО, катионных с пониженной водоотдачей и других, обеспечивающих требуемую стабильность ствола в период строительства БГС) технология крепления ствола с использованием ОЛКС менее перспективна из-за более длительного времени строительства БГС и наличия дополнительных видов работ, по которым требуется дополнительная оплата сервисных услуг.

Следовательно, рассматриваемая технология является промежуточным решением между использованием БГС с потайной колонной и применением растворов специального назначения. Для каждого объекта бурения с несовместимыми условиями бурения должна выполняться оценка экономической эффективности этих трех технологий, в том числе с тем оптимальным набором решений по закреплению ствола с ОЛКС, предложенным в рамках данной работы.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г2	Корнев Олег Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – затраты на одно мероприятие ЗБС составляет 6493746,4 рублей</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий налоговый режим Отчисления во внебюджетные фонды (30,2 %)</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Обоснование перспективности проведения зарезки боковых стволов на месторождениях Западной Сибири.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Составление плана проекта зарезки боковых стволов с учетом необходимых эксплуатационных затрат. Расчет бюджета по стоимости проведения ЗБС</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

График реализации проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Алиевич	Д.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Корнев Олега Владимирович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Технико-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 14, представлены данные по добыче нефти от проектов ЗБС за год.

Таблица 14 – 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
Самотлорское	349	637	2,46
Ватьеганское	33	1483,2	33,06
Усть-Балыкское	36	111,5	1,64
Повховское	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, которые выделены в главе 15.

Технологий ЗБС имеет ряд преимуществ над альтернативными методами солянокислотной обработкой (СКО) и ГРП анализ приведен в таблице 4.2.

Таблица 15 - 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	Подошвенная вода, газовая шапка	Тип породы
Повышение продуктивности, %	300-600	200-400	30

Из таблицы 4.2 видно, что не смотря 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 16.

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

1. 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 операция.

2. 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.

3. 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.

Таблица 16 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Высокая эффективность 2. Накопленный опыт	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Потеря скважины в случае аварии 2. Высокая стоимость
Возможности: 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
Угрозы: 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 17.

Таблица 17 – 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 резки 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 18.

Таблица 18 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЛБ-130	43000000	14,3	61490000	701,9	1	240	168465,8
Прицеп	900000,0	10,8	97200,0	11,1	1	240	2663,014
Сдвоенный плащечный противовыбросовый превентор	400000,0	14,3	57200,0	6,5	1	240	1567,123
Секционный стеллаж	50000,0	10	5000	0,6	1	240	136,9863
Вибросито одинарное двухпалубное	150000,0	8	12000,0	1,4	1	240	328,7671
Перемешиватель бур.раствора	600000,0	9,1	54600,0	6,2	3	240	1495,89
Центробежный насос «Nexus»	1000000,0	12,5	125000,0	14,3	3	240	3424,658
Итого	46100000						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 19.

Таблица 19 – Стоимость материалов на проведение мероприятия по ЗБС

Наименование материалов	Количество, кг.	Цена, руб	Сумма, руб.
1 НКТ, 60мм	50	62000	3100000,0
2 Роторные фрезы	20	56000	1120000,0
3 Буровой раствор, м ³	140	2000	280000,0
4 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 20 указаны различные надбавки и доплаты к заработной плате работника, которые им положены во время работы на предприятии в Западной Сибири.

Таблица 20 – 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	1400р
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Таким образом, зная количество работников, рассчитаем заработную плату на проведение одного ЗБС (табл. 21).

Таблица 21 – 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 22 представлен расчет страховых отчислений во внебюджетные фонды, такие как: Пенсионный фонд России (ПФР), Фонд социального страхования (ФСС), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС).

Таблица 22 – Страховые тарифы на обязательное страхование в ОСС, ПФР, ФСС и ФОМС

Должность	Зарботная 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 реализацию проведения ЗБС представлены в таблице 23.

Таблица 23 – 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
5	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:

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

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб (по состоянию на 30.04.4022г, цена 1 тонны нефти составила $792,95 \$ = 51779$ руб) .

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

$$\Delta \Pi_{н/обл t} = \Delta V_t - \Delta Z_t, \quad (4)$$

где ΔV_t – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t-м году, руб.

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta N_{пр t} = \Delta \Pi_{н/обл t} \cdot N_{пр} / 100, \quad (4)$$

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

Исходные данные и расчет экономического эффекта представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Расчет экономического эффекта от применения ЗБС

Месторождение	Самотлорское	Ватьеганское	Усть-Балыкское	Повховское
Наибольший объем добытой нефти в среднем на скважину, тыс.т	2,46	33,06	1,64	3,1

Прирост выручки от реализации, руб	127 376 340	1 711 813 740	84 917 560	160 514 900
Налогооблагаемая прибыль, руб	120882594	1705319 994	78423814	154021154
Налог на прибыль, руб	24176518	341 063 998,8	15 684 762,8	30804230
экономический эффект, руб	+96 706 075	+1364 255 995	+62 739 051	+123 216 924

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:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(Pt + At) - Kt}{(1 + Eн)^{t-tp}}, \quad (5)$$

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 Самотлорскому месторождению:

$$NPV = \frac{120882594 + 178082,2 - 46100000}{(1 + 0,15)} = 65183196 \text{ руб}$$

По Ватьеганскому месторождению:

$$NPV = \frac{1705319 994 + 178082,2 - 46100000}{(1 + 0,15)} = 1442954848 \text{ руб}$$

По Усть-Балыкскому месторождению:

$$NPV = \frac{78423814 + 178082,2 - 46100000}{(1 + 0,15)} = 28262518 \text{ руб}$$

По Повховскому месторождению:

$$NPV = \frac{154021154+178082,2-46100000}{(1+0,15)} = 93999335 \text{ руб}$$

4.6.2 Индекс доходности

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

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (I_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-t_p}}. \quad (6)$$

Определим индекс доходности (PI) :

По Самотлорскому месторождению:

$$PI = \frac{(120882594+178082,2)/(1+0,15)}{46100000/(1+0,15)} = 2,62$$

По Ватьеганскому месторождению:

$$PI = \frac{(1705319\ 994+178082,2)/(1+0,15)}{46100000/(1+0,15)} = 36,99$$

По Усть-Балыкскому месторождению:

$$PI = \frac{(78423814+178082,2)/(1+0,15)}{46100000/(1+0,15)} = 1,7$$

По Повховскому месторождению:

$$PI = \frac{(154021154+178082,2)/(1+0,15)}{46100000/(1+0,15)} = 3,34$$

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 (Пок) - 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:

$$\sum_{t=1}^{Пок} \frac{(I_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-t_p}} = 0, \quad (7)$$

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

1. Определим прибыль предприятия в месяц:

По Самотлорскому месторождению:

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

По Ватъеганскому месторождению:

$$P_{cp} = 1705319\ 994 / 12 = 142109999 \text{ руб/мес}$$

По Усть-Балыкскому месторождению:

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

По Повховскому месторождению:

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

2. Определим период окупаемости проведённого ЗБС:

По Самотлорскому месторождению:

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

По Ватъеганскому месторождению:

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

По Усть-Балыкскому месторождению:

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

По Повховскому месторождению:

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

Результаты расчета экономических показателей проекта представлены в таблице 25.

Таблица 25 - Результаты расчета экономических показателей

Месторождение	Самотлорское	Ватъеганское	Усть-Балыкское	Повховское
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:

Группа		ФИО	
3-2Б7Г2		Корнев Олег Владимирович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p><i>Объект исследования</i> - кустовая площадка Западно - Сибирских нефтяных месторождений <i>Область применения</i> – бурение боковых стволов <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Климатическая зона:</i> III <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i> 1 буровая установка <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение и добыча нефти</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<p>1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.03 2022 г) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; 2. Трудовой кодекс России 3. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности</p>
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредные вещества(углеводороды); – климатические условия; – повышенный уровень шума. – уровень вибраций выше нормы – недостаточная освещённость места работы; – Укусы насекомых/животных; – статические физические перегрузки; – монотонность труда. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Механические опасности; – факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов – факторы, связанные с электрическим током,

	<p>вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</p> <p>– Сосуды, работающие под давлением</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>- Анализ воздействия объекта на селитебную зону: территории нефтепродуктами при аварии. Класс опасности производства III..</p> <p>- Анализ воздействия объекта на атмосферу: Основными источниками выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу являются технологические установки такие как: мобильные дизельные установки, буровая установка, дизельные электростанции.</p> <p>- Анализ воздействия объекта на гидросферу: Главные пути попадания загрязняющих веществ в поверхностные и подземные воды следующие:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разливы попутных вод, извлекаемых из продуктивных пластов на поверхность с нефтью. 2. Поступление загрязняющих веществ в результате аварийных утечек из водоводов, нефтепроводов продукты жизнедеятельности персонала <p>- Анализ воздействия объекта на литосферу: В процессе эксплуатации месторождения наиболее существенные отрицательные воздействия на почву выражаются в следующем:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Захламление замели отвалами бытовых и производственных отходов; 2. Загрязнение почв нефтью и нефтепродуктами при авариях на кустовых площадках, прорыв обваловки шламовых амбаров, авариях трубопровода.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: Отказы или неполадки оборудования, Отключение электроэнергетики, Наводнение, Техногенные аварии (отказ систем безопасности, ошибочные действия персонала, и т.д.).</p> <p>Наиболее типичная ЧС: лесной пожар, ГНВП</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 21.03.2022</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г2	Корнев Олег Владимирович		

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, перестрел), вибрационное воздействие, изоляционные методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глинокислотные обработки, воздействие ПАВ и др.), 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 технике согласно технологической схемы.
- 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 вредных производственных факторов

В таблице 26 представлена основные вредные и опасные производственные факторы, характерные для работ на буровых установках.

Таблица 26 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте название рабочего места

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей климата	требования к отклонению показателей климата устанавливаются СанПиН 1.2.3685-21
Повышенный уровень шума	требования к шуму устанавливается ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ.
Превышение уровня вибрации	требования к вибрации устанавливается ГОСТ 12.1.012-2004.
Недостаточная освещенность	требования к освещению устанавливается СП 52.13330.2016
Укусы насекомых/животных	требования к укусам устанавливается ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ.
Физические нервно-психические перегрузки	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)	требования к вредным веществам устанавливается ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ.
Электробезопасность	требования к электробезопасности устанавливается ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ.
Аппараты под давлением	требования к аппаратам, находящимся под давлением устанавливается НП-044-18.
Механические опасности	требования к механическим опасностям устанавливается ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ

Отклонение показателей климата. 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 посезонно 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, воздухо непроницаемости, 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.

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 оснащаются 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 шума вследствие 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 от вибрации:

– 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 27).

Таблица 27 – 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.

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. Для улучшения яркости в поле зрения, работающих в производственных помещениях немаловажное значение, имеет отражающая способность пола, стен, потолков и оборудования, которое достигается их соответствующей окраской.

Так как работа оператора 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.

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 годы сдать 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.

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.

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 28 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 28 - свойства и характер воздействия на организм человека химических веществ с площадок НПЗ

Продукция скважин и вспомогательные вещества	Характер воздействия на организм человека	ПДК р.з., мг/м ³	Класс опасности
Нефть	Общетоксичный, sensibilizing. Возможно отравление парами летучих составляющих при чистке закрытых емкостей.	300 10 (аэрозоль)	4 3
Нефтяной газ	То 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. Обладает кумуляцией. 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.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов

Электробезопасность. 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.

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.

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:

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

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Защита селитебной зоны

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.

5.3.2 Защита атмосферы

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

- транспортная котельная с котлами
- котельная ППУ
- дизельный подъемный агрегат А-60/80
- дизельная электростанция - ДЭ104 СЗ
- дизельная электростанция АСДА-100
- дизельная установка Кардвелл
- 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 расчетное;
- откачкой нефти при аварийной ситуации в дренажные емкости;

- испытанием оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.

Таблица 30 - 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 ³	ОБУВ мг/м ³
Углеводороды(по метану)	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
Азота диоксид	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	

5.3.3 Защита гидросферы

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.

5.3.4 Защита литосферы

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

- захламление земли 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 твердых бытовых отходов на полигон ТБО ВГНМ ООО "Стрежевская Сервис-Экология", металлолом хранится на площадке вблизи КОС, загрязненные нефтью почвогрунты 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, емкостей с горюче-смазочными материалами;
- размещение химреагентов и сыпучих материалов в закрытой таре;
- проведение планово-предупредительного ремонта эксплуатируемого оборудования для предупреждения возможных аварийных разливов токсичных загрязнителей на рельеф.

5.4 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.

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 взрывопожароопасности.
- По пожарной опасности объект относится к категории повышенной взрывопожароопасности(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

Выпускная бакалаврская работа посвящена оценке эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке нефтяных месторождений Западной Сибири.

ЗБС является одним из самых перспективных и эффективных методов увеличения нефтеотдачи. Также эффект от применения данной технологии, как правило, сохраняется на более длительное время, чем при использовании других МУН. Но в тоже время у данной технологии есть как свои плюсы, так и минусы.

К плюсам технологии ЗБС можно отнести: увеличение нефтеотдачи, сокращение числа простаивающих скважин, уменьшение объема бурения новых скважин. Недостатками же данной технологии являются: сложность проведения данной технологии, большая вероятность несоответствия фактических результатов проектным.

В данной работе дана оценка эффективности применения технологии зарезки боковых стволов при разработке Самотлорского, Ватьеганскоог, Усть-Балыкского и Повховского месторождений. Дано сравнение эффективности технологий ЗБС, применявшихся на этих месторождениях с ГРП. На рассматриваемый период технология ЗБС является эффективным методом по сравнению с ГРП на всех рассматриваемых месторождениях (удельная дополнительная добыча от ЗБС в 2-3 раза больше, чем от ГРП). Высокие показатели от проведения мероприятий ЗБС нашлись на Ватьеганском месторождении. Это обусловлено тем, что бурение боковых стволов осуществлялось на участках, где сосредоточены значительные остаточные запасы.

При проводке боковых горизонтальных стволов (БГС) на месторождениях Западной Сибири возникают осложнения из-за несовместимых условий бурения. Проблема разбуривания пачек глин над кровлей продуктивного пласта при больших зенитных углах боковыми

горизонтальными стволами – характерное явление при реконструкции скважин в Западной Сибири. Одним из методов решения подобных проблем несовместимости условий бурения в БГС является использование двухколонной конструкции бокового ствола.

Из рассмотренных вариантов наиболее технологичным является ЗБС из 168/178 мм материнской колонны (Уренгойское месторождение). Возможно рассмотрение двухколонной конструкции с потайной колонной диаметром 102 мм и хвостовиком 60 мм, либо необсаженным забоем – реализация опыта бурения малогабаритной КНБК на других месторождениях с учетом проведенных ОПР на скважине № 8327 Ватьеганского месторождения. Для оперативной кольматации поглощающих горизонтов без опасения «зашламовать» забойный двигатель, а также для качественной очистки горизонтальных и наклонных участков скважин рекомендуется применение переводника PVL.

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 // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2015. — № 5. — С. 52-57.
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 // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 4. — С. 41-44.
3. Хасанов М.М., Мельчаева О.Ю., Роцектаев А.П., Ушмаев О.С. Стационарный дебит горизонтальных скважин в рядных системах разработки // Нефтяное хозяйство. — 2015. — № 1. — С. 48-51.
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 проведения 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.