

Министерство образования и науки Республики Татарстан  
Государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Альметьевский государственный нефтяной институт»

*На правах рукописи*

Гимаздинова Эльвира Азатовна



ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ  
БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ С НЕИЗВЛЕКАЕМЫМ ДОЛОТОМ-  
БАШМАКОМ

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, доцент  
Хузина Л.Б.

Альметьевск – 2022

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
<b>ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ПОГЛОЩЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «ТАТНЕФТЬ»</b> .....	9
1.1 Анализ геолого-технических условий и технологических мероприятий при бурении скважин с поглощениями на площадях НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Ямашнефть» .....	9
1.2 Исторические сведения о развитии технологии бурения с использованием колонны обсадных труб.....	31
1.3 Выводы по Главе 1 .....	33
<b>ГЛАВА 2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ С НЕИЗВЛЕКАЕМЫМ ДОЛОТОМ-БАШМАКОМ С УБИРАЕМЫМИ ИЗ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ЛОПАСТЯМИ</b> .....	34
2.1 Обзор исследований, направленных на разработку технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом-башмаком с убираемыми из рабочей зоны лопастями .....	34
2.2 Патентный ландшафт нижних элементов неизвлекаемой компоновки .....	58
2.3 Мировой опыт технологии бурения скважин на обсадной колонне .....	60
2.4 Опыт применения ПАО «Татнефть» технологии бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом с раздвижными лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ» .....	62
2.5 Разработка технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом-башмаком с убираемыми из рабочей зоны лопастями.....	64
2.6 Выводы по Главе 2 .....	67
<b>ГЛАВА 3 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛОТА-ПРОТОТИПА И НЕИЗВЛЕКАЕМОГО ДОЛОТА-БАШМАКА С УБИРАЕМЫМИ ИЗ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ЛОПАСТЯМИ</b> .....	69
3.1 Теоретические исследования долота-прототипа и неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями в разработанных технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне .....	69

3.2 Моделирование работы долота-прототипа и неизвлекаемого долота-башмака, используемого в технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне .....	74
3.3 Анализ теоретических исследований неизвлекаемого долота-башмака в разработанных технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне .....	77
3.4 Вывод по Главе 3.....	78
<b>ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ НЕИЗВЛЕКАЕМОГО ДОЛОТА-БАШМАКА С УБИРАЕМЫМИ ИЗ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ЛОПАСТЯМИ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ НА БАЗЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ООО «ПЕРЕКРЫВАТЕЛЬ» И СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ.....</b>	<b>79</b>
4.1 Моделирование работы неизвлекаемого долота-башмак с убираемыми из рабочей зоны лопастями и разработка конструкторской документации .....	79
4.2 Стендовые испытания усовершенствованного неизвлекаемого долота-башмак с убираемыми из рабочей зоны лопастями на базе предприятия ООО «Перекрыватель» .....	85
4.2.1 Схема испытательного стенда на базе ООО «Перекрыватель» .....	85
4.2.2 Погрешности измерений .....	86
4.2.3 Стендовые испытания усовершенствованного неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями.....	88
4.3 Бизнес-план реализации неизвлекаемого долота-башмака и технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне.....	91
4.4 Экономическая эффективность от применения неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями.....	95
4.5 Выводы по Главе 4 .....	97
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>99</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>101</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на полезную модель.....</b>	<b>120</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт стендовых испытаний .....</b>	<b>121</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Доля разведочного и эксплуатационного бурения нефтегазовых скважин составляет значительную долю рынка нефтесервисных услуг, поэтому новые технологические решения в бурении определяют перспективы развития нефтегазового рынка в целом.

Особую роль играют горно-геологические условия бурения нефтегазовых скважин, характеризующиеся проблемами неустойчивости стенок скважины, возникающими осложнениями в виде прихватов бурильной колонны, осыпей, обвалов и поглощений, что стимулирует постоянный поиск эффективных технологических решений для их устранения.

Технология бурения нефтегазовых скважин на обсадной колонне является одним из способов строительства скважин, позволяющих повысить эффективность работ в сложных горно-геологических условиях. Наиболее известны два вида технологии бурения нефтегазовых скважин на обсадной колонне: с извлекаемой и неизвлекаемой компоновкой. При неизвлекаемой компоновке применяют два типа долот-башмаков с вооружением типа "PDC" - разбуриваемые и с раздвигаемыми лопастями (ДБРЛ). Использование разбуриваемых долот имеет ограничения по ресурсу долота и этот тип долота-башмака в основном применяют в мягких породах с пропластками средних. ДБРЛ более сложны по конструкции, однако их применение не ограничено твердостью и абразивностью пород, что актуально для месторождений Татарстана. Извлекаемое долото для бурения на обсадной колонне – это недорогое решение для развития технологии, необходимой для повышения эффективности строительства скважин в сложных геологических условиях. Технология бурения на обсадной колонне с ДБРЛ связана с рядом нерешенных технологических проблем, обусловленных преждевременным раскрытием лопастей или их нераскрытием. Исходя из этого возникает необходимость в ее дальнейшем совершенствовании и повышении надежности ДБРЛ.

## **Степень разработанности темы исследования**

Разработке и исследованиям в области технологии бурения нефтегазовых скважин на обсадной колонне посвящены работы ученых и инженеров: Абдрахманова Г.С., Андреева Н.Л., Асеевой А.Е., Аликина Р.С., Баршая Г.С., Гельфгат М.Я., Ишбаева Г.Г., Индрупского Д.И., Михайличенко А.В., а также зарубежных авторов Dewey С., Swadi С., Alsup S., Desai P., William W. King, Cesar Leon и др. Таким образом, исследования в области разработки эффективных технологий бурения нефтегазовых скважин на обсадной колонне с целью снижения материальных затрат при проходке верхней части геологического разреза в осложненных условиях являются востребованными и актуальными.

**Объект исследования** – технология строительства нефтегазовых скважин.

**Предмет исследования** – процесс бурения нефтегазовых скважин на обсадной колонне.

**Цель** – повышение эффективности проходки нефтегазовых скважин при бурении под кондуктор в сложных горно-геологических условиях.

**Идея** заключается в разработке технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с долотом-башмаком с раскрывающимися лопастями по винтовой линии, снижающего вероятность ложного срабатывания или его нераскрытия.

### **Задачи исследования**

1. Выявление характерных осложнений на основе анализа геолого-технических условий и технологических мероприятий при бурении скважин на месторождениях ПАО «Татнефть».

2. Разработка технико-технологических и методических решений при бурении на обсадной колонне для условий месторождений ПАО «Татнефть».

3. Теоретические исследования и моделирование параметров работы ДБРЛ.

4. Проектирование и изготовление опытного образца ДБРЛ. Проведение стендовых испытаний опытного образца ДБРЛ.

### **Научная новизна**

1. Установлена математическая зависимость, позволяющая рассчитать напряжения необходимые для раскрытия поворотных лопастей ДБРЛ от угла винтовой линии.

2. Теоретически обоснован и экспериментально определен оптимальный угол подъема винтовой линии, позволяющий уменьшить давление бурового раствора, необходимое для перемещения лопастей ДБРЛ из рабочего в положение центризатора низа обсадной колонны.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

1. Обоснованы и разработаны технико-технологические и методические решения для бурения на обсадной колонне.

2. Теоретическими исследованиями расчёта усилия и давления бурового раствора, необходимого для перемещения лопастей ДБРЛ из рабочей зоны на периферию для последующей проходки скважин подтверждено, что снижение угла подъема винтовой линии позволяет повысить надежность работы ДБРЛ.

3. Разработана конструкторская документация и изготовлен опытный образец ДБРЛ. Проведены испытания опытного образца на стенде УГ-1 ООО «Перекрыватель». По результатам составлен акт испытаний №08-15-374 от 19.09.2022.

4. Проведенные исследования вошли в два учебных пособия: «Анализ геологических условий и технологических мероприятий при бурении скважин с поглощениями на Ромашкинском месторождении» для бакалавров направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» и «Анализ эффективности применяемых методов изоляции зон осложнений» для аспирантов.

### **Методология и методы исследований**

Работа выполнена в соответствии со стандартными методами теоретических и экспериментальных исследований. При 3D моделировании работы ДБРЛ использовалась программа SIMULIA Abaqus. Теоретический расчет усилия необходимого для перемещения лопастей ДБРЛ из рабочей зоны на периферию для по-

следующего бурения скважин осуществлялся с использованием компьютерных программ Microsoft Excel и др.

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

1. На основе численного моделирования установлено, что разработанная конструкция ДБРЛ с лопастями долота, разворачивающимися на 90 градусов к стенке скважины, испытывает допустимые напряжения перемещения при угле винтовой линии 27 градусов при диаметре стального ограничителя 2 см, что позволяет снизить необходимое прилагаемое усилие до 20 кН, исключаящее недо-раскрытие или слом при его активации.

2. Разработанная кинематическая схема перемещения башмака ДБРЛ с углом винтовой линии равным 27 градусов позволяет уменьшить давление бурового раствора, необходимое для перемещения лопастей ДБРЛ из рабочего в положение центратора низа обсадной колонны до 1 МПа.

**Степень достоверности результатов исследования** обеспечена достаточным объёмом аналитических исследований, сходимостью и воспроизводимостью полученных результатов.

### **Апробация результатов.**

Основные положения и результаты работы докладывались на следующих конференциях: научно-практической конференции «Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике» (2021 г.); международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» (2022 г.); научно-практической конференции «Актуальные проблемы и инновации в области строительства и ремонта скважин посвященная юбилею Изиля Галимзяновича Юсупова (2022 г.); международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2022» (2022 г.).

По теме диссертации опубликовано 10 научных работ.

**Личный вклад автора** заключается в постановке цели и задач диссертационного исследования; анализе зарубежной и отечественной научной литературы

по теме исследования в области бурения скважин на обсадной колонне; проведении теоретических и экономических исследований; разработке конструкторской документации и обосновании модели опытного образца; проведении 3D моделирования работы ДБРЛ; проведении стендовых испытаний.

### **Публикации**

Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 10 печатных работах (пункты списка литературы 19, 21, 22, 23, 24, 26, 27, 29, 108, 130), в том числе в 3 статьях в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук (пункты списка литературы 24, 26, 27), в 1 статье – в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получен 1 патент РФ (п. 61 списка литературы, приложение А).

### **Структура диссертации**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 121 страницу машинописного текста, в том числе 68 рисунков и 9 таблиц, список литературы из 155 наименований и 2 приложений на 2 страницах.

### **Благодарности**

Автор выражает особую признательность и искреннюю благодарность научному руководителю Хузиной Лилии Булатовне, руководству АГНИ и коллективу кафедры БНГС АГНИ, помогавшим в выполнении работы, а также лаборатории фундаментальных проблем нефтегазовой геофизики и геофизического мониторинга ФГБУН Институт Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук за предоставление возможности проведения 3D моделирования в программе SIMULIA Abaqus. А также ООО «Перекрыватель» за помощь в разработке конструкторской документации, изготовлении опытного образца.



# **ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ПОГЛОЩЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «ТАТНЕФТЬ»**

## **1.1 Анализ геолого-технических условий и технологических мероприятий при бурении скважин с поглощениями на площадях НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Ямашнефть»**

На кафедре “Бурение нефтяных и газовых скважин” АГНИ в рамках хозяйственных работ был проведен анализ осложнений, а именно поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах в процессе бурения по информации, представленной ООО «Бурение». Были рассмотрены 61 скважина, пробуренные на площадях НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Ямашнефть» (таблицы 1.1, 1.2, 1.3, 1.4). В каждой таблице приводятся сведения о интервалах поглощения, интенсивности, методах ликвидации и т.д. В частности, по НГДУ «Альметьевнефть» проанализировано - 27 скважин с поглощениями, по НГДУ «Ямашнефть» - 13; по НГДУ «Лениногорскнефть» - 12; по НГДУ «Елховнефть» - 9.

Поглощения промывочной жидкости на месторождениях ПАО «Татнефть» в основном приурочены к пермской системе, верхнему и нижнему отделам каменноугольной системы и верхнему отделу девонской системы. Все зоны поглощения связаны с доломитизированными, трещиноватыми, пористо-кавернозными, с прослойками гипса и ангидрита, известняками. Поглощения бурового раствора в процессе проводки скважины вплоть до полной потери циркуляции способны привести к огромным финансовым и временным затратам. Таким образом разработка новых энергоэффективных технологий бурения скважин при строительстве скважины актуальна для снижения затрат на проводку скважин и увеличения технико-экономических показателей бурения [27].

Таблица 1.1 – Информация о поглощениях за 2011 год на месторождениях ПАО «Татнефть», НГДУ «Альметьевнефть»

Площадь	№ Скважины	Интервал поглощения, м	Горизонт	Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Метод ликвидации
Альметьевская	1	158-280	Артинский, Верхний Карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.
Альметьевская	2	129-280	Уфимский, Артинский, Верхний карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с компрессором, набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.
Альметьевская	3	145-280	Артинский, Верхний карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.
Альметьевская	4	144-282	Артинский, Верхний карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.
Альметьевская	5	151-280	Артинский Верхний Карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.
Альметьевская	6	161-280	Артинский Верхний Карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.
Альметьевская	7	154-282	Артинский Верхний Карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.

Продолжение таблицы 1.1

Альметьевская	8	89-96	Уфимский	ПУХ (полный уход жидкости)	-
		96-300	Артинский Верхний Карбон	от 20 до 90%	Спуск и крепление 16" направления
		752-755	Протвинский	Глотнуло 7 м <sup>3</sup>	-
Залежь 224	9	111-165	Артинский	ПУХ (полный уход жидкости)	Спуск и крепление 12" направления.
		177-350	Верхний Карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора и набором воды.
Залежь 224	10	108-165	Артинский	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора и набором воды.
		174-300	Верхний Карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора и набором воды.
Залежь 224	11	140-165	Артинский	от ПУХ (полный уход жидкости) до 90%	Бурение с прокачкой раствора. Спуск и крепление 12" направления

Продолжение таблицы 1.1

		175-300	Верхний Карбон	Q-50%	Бурение с прокачкой раствора и набором воды
Залежь 224	12	135-165	Артинский	Q-80%	Бурение с набором воды. Спуск и крепление 12" направления
		180-300	Верхний Карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды.
Залежь 224	13	115-165	Артинский	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора и набором воды Спуск и крепление 12" направления
		203-300	Верхний Карбон		Бурение с прокачкой раствора и набором воды
Залежь 224	14	73-165	Артинский	Q-80%	Бурение с прокачкой раствора и набором воды
		208-300	Верхний карбон	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды
Залежь 224	15	125-165	Артинский	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора
		210-300	Верхний карбон	Q-80%	Бурение с прокачкой раствора
Миннибаевская	16	120-300	Уфимский	Q-60%	Бурение с прокачкой раствора

Продолжение таблицы 1.1

Миннибаев- ская	17	720-800	Башкир- ский	Q-90%	Тампонажная заливка Верей- ского+Башкирского горизонта
Миннибаев- ская	18	100-212	Уфимский	Q-80%	Бурение с прокачкой раствора
Миннибаев- ская	19	11-28	Казанский	Q-70%	Спуск и крепление 12" направ- ления
		28-48		ПУХ (пол- ный уход жидко- сти)	
		76-304	Уфимский Артинский Верхний Карбон	ПУХ (пол- ный уход жидко- сти)	Бурение с набором воды
		580- 1780	Верхний карбон	Q=90%	Намыв перед вскрытием про- дуктивного горизонта
Миннибаев- ская	20	26-40	Казанский ярус	ПУХ (пол- ный уход жидко- сти)	Спуск и крепление 12" направ- ления
		42-80	Уфимский	Q-70%	Бурение с набором воды
		80-300	Артинский	ПУХ (пол- ный уход жидко- сти)	

Продолжение таблицы 1.1

		988-1677	Протвинский	Q-90%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
Миннибаевская	21	76-306	Уфимский, Артинский	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды
		867-1815	Башкирский, Протвинский	Q-90%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
Миннибаевская	22	140-356	Уфимский, Верхний карбон	Q-90%	Бурение с прокачкой раствора
		370-416		ПУХ (полный уход жидкости)	Заливка зоны через ОК
		416-434		Q-70%	Заливка зоны через ОК
		434-492		Q-50%	
		890-954	Башкирский	Q-80%	Заливка Верейского горизонта с перекрытием зоны поглощения
		1005-1175	Протвинский		Заливка зоны поглощения под ГМП.
		1175-1203	Серпуховский		ПУХ(полный уход жидкости) Заливка зоны с наращиванием мостов через ОК

Продолжение таблицы 1.1

		1142-1273		Q-60%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
		1273-1802		Q-80%	
Миннибаевская	23	370-410	Артинский, Верхний карбон	Q-70%	Намыв перед спуском кондуктора
		1007-1080	Серпуховский	Q-80%	Заливка Верейского горизонта с перекрытием зоны поглощения
Миннибаевская	24	197-300	Артинский, Верхний карбон	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с набором воды
		830-1128	Протвинский, Серпухово-окский	Q-90%	Заливка Верейского горизонта с наращиванием моста, для восстановления циркуляции
		1128-1732	В. Фаменский	Q-95%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
Миннибаевская	25	100-190	Уфимский, Артинский	Q-60%	Бурение с прокачкой раствора
		270-306	Верхний карбон	Q-40%	
		890-948	Протвинский, Серпухово-окский	Q-90%	Заливка зоны через ОК

Продолжение таблицы 1.1

Миннибаев- ская	26	76-105	Казанский	Q-20%	Бурение с набором воды
		105-310	Уфимский, Артинский	ПУХ (пол- ный уход жидко- сти)	
		1030- 1938	Протвин- ский	Q-95%	Намыв скважины перед вскры- тием продуктивного горизонта
Миннибаев- ская	27	16-37	Казанский	Q-90%	Спуск и заливка 12" направления
		37-40		ПУХ (пол- ный уход жидко- сти)	
		50-74		Q-90%	
		74-305	Уфимский, Артинский	ПУХ (пол- ный уход жидко- сти)	Бурение с набором воды
		956- 1759	Башкир- ский	Q-95%	Намыв скважины перед вскры- тием продуктивного горизонта

Рассмотрим график интервала поглощения на скважине №1 НГДУ «Альметьевнефть» (рисунок 1.1), Альметьевская площадь, интервал поглощения 158-280 м, горизонт Артинский, Верхний Карбон, интенсивность поглощения ПУХ м<sup>3</sup>/час. Проведённое мероприятие: Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Спуск и заливка 12" направления.



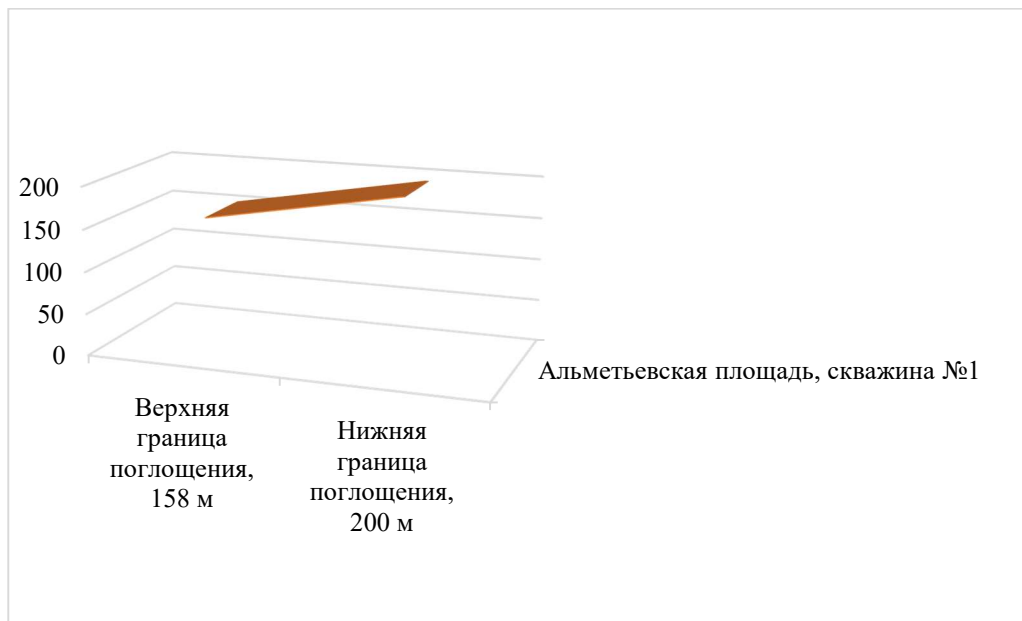


Рисунок 1.1 – Интервал поглощения на скважине №20876 ОАО «Татнефть»,  
НГДУ «Альметьевнефть»

Далее, приводится график интервала поглощения на скважине №16 НГДУ «Альметьевнефть» (рисунок 1.2). Миннибаевская площадь, интервал поглощения 120-300 м, горизонт Уфимский, интенсивность поглощения  $Q-60\%$  м<sup>3</sup>/час. Проведённое мероприятие: Бурение с прокачкой раствора.

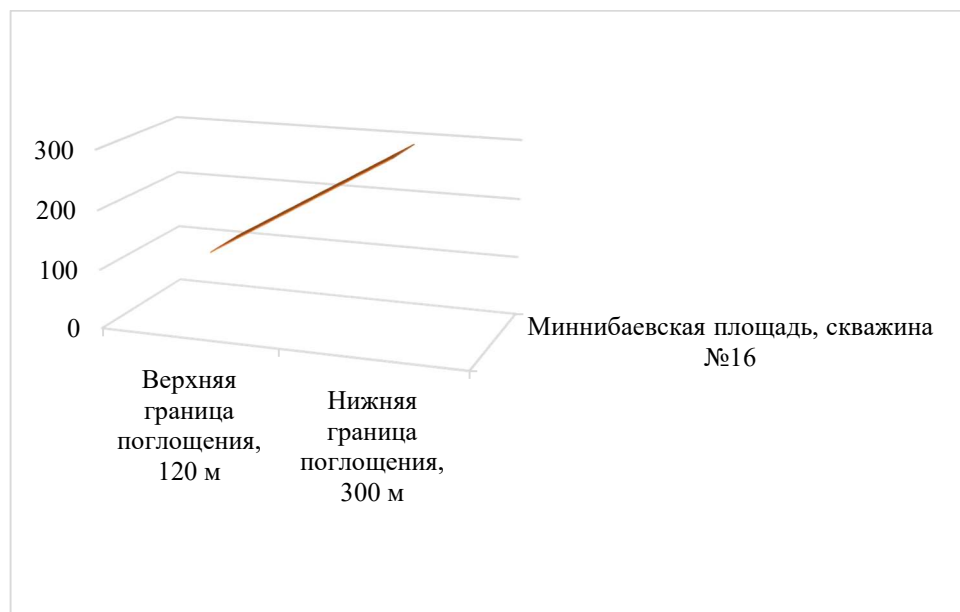


Рисунок 1.2 – Интервал поглощения на скважине №32651 ОАО «Татнефть»,  
НГДУ «Альметьевнефть»

Из рисунков 1.1 и 1.2 видно, что интервалы поглощений достаточно протяжённые и встречаются в различных верхних горизонтах.

Таблица 1.2 – Информация о поглощениях за 2011 год на месторождениях ПАО «Татнефть», НГДУ «Ямашнефть»

Площадь	№ Скважины	Интервал поглощения, м	Горизонт	Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Метод ликвидации
Тюгеевское	1	40-60	Казанский, Уфимский	Q-20%	-
		60-130		ПУХ (полный уход жидкости)	Заливка зоны с устья
		168-176	Артинский	Q-50%	Бурение с набором воды
		176-186		Q-20%	
		186-250		ПУХ(полный уход жидкости)	
		370-590	Верхний карбон		-
		780-1072	Башкирский, Протвинский	Q-90%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
Тюгеевское	2	28-65	Казанский, Артинский	Q-70%	-
		65-109		ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с набором воды Заливка зоны с устья
		109-253		Q-70%	Бурение с прокачкой раствора
		1104-1116	Протвинский	Глотнуло 10 м3	-

Продолжение таблицы 1.2

Тюгеевское	3	60-170	Казанский, Уфимский, Аргинский	ПУХ(полный уход жидкости)	Заливка зоны с устья
		164-202		Q-80%	-
		202-250		ПУХ (полный уход жидкости)	Переход на раствор перед спуском 7" кондуктора.
Екатериновское	4	140-198	Уфимский	Q-90%	Спуск и крепления 12" направления
		810-887	Башкирский	Q-90%	Намыв скважины гра, обработанный инертным наполнителем
Красногорское	5	440-779	Мячковский	Q-90%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
Красногорское	6	80-251	Казанский, Уфимский	Q-90%	Бурение с прокачкой раствора
		665-1140	Мячковский		Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
Екатериновское	7	100-204	Аргинский, Верхний карбон	Q-80%	Снятие проработки на растворе
Екатериновское	8	962-1014	Намюрский	ПУХ (полный уход жидкости)	Бурение с набором воды. Заливка под ГМП с предварительным намывом скважины
		1014-1095	Серпуховский	Q-80%	Заливка под ГМП с предварительным намывом скважины
Екатериновское	9	510-894	Верхний карбон, Намюрский	Q-70%	Заливка под ГМП с предварительным намывом скважины
		894-1053	Серпуховский	ПУХ (полный уход жидкости)	

## Продолжение таблицы 1.2

Екатериновское	10	891-927	Намюрский	от 50% до ПУХ (полный уход жидкости)	Заливка под ГМП с предварительным намывом скважины
Екатериновское	11	960-998	Намюрский	от 90% до ПУХ (полный уход жидкости)	Заливка под ГМП с предварительным намывом скважины
Тюгеевское	12	71-82	Казанский	ПУХ (полный уход жидкости)	Тампонажная заливка зоны поглощения.
		82-96		Q-30%	
		96-255	Артинский	Q-90%	Бурение с прокачкой раствора
		960-1152	Протвинский	Q-90%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
Шегурчинская	13	55-232	Казанский, Уфимский	Q-95%	ОГР кордным волокном
		360-934	Артинский, Верхний карбон	Q-90%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта

Таблица 1.3 – Информация о поглощениях за 2011 год на месторождениях ПАО «Татнефть», НГДУ «Лениногорскнефть»

Площадь	№ Скважины	Интервал поглощения, м	Горизонт	Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Метод ликвидации
Залежь 301-303	1	70-312	Казанский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора
		345-826	Уфимский, Артинский, Верхний карбон	Q-90%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта

Продолжение таблицы 1.3

Залежь 301-303	2	72-309	Казанский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора
		650-786	Уфимский, Артинский, Верхний карбон	Q-90%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
Залежь 301-303	3	70-96	Уфимский	Q-90%	Бурение с набором воды. Спуск и крепление 12" направления
		96-150	Артинский	ПУХ(полный уход жидкости)	
		204-210	Верхний Карбон	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с набором воды.
		200-301		от 30% до ПУХ(полный уход жидкости)	
Залежь 301-303	4	71-110	Уфимский	ПУХ(полный уход жидкости)	Спуск и крепление 12" направления
		113-230	Артинский Верхний Карбон	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с набором воды
Залежь 301-303	5	315-348	Верхний Карбон	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора
		351-451			Заливка зоны с устья
		470-840		Q-90%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
Залежь 301-303	6	112-290	Казанский Уфимский Артинский	Q-90%	Бурение с набором воды.
		290-296		Q-50%	
		296-366		ПУХ(полный уход жидкости)	
Залежь 301-303	7	290-366	Артинский	Q-80%	Бурение с прокачкой раствора

Продолжение таблицы 1.3

Залежь 301-303	8	400-795	Верхний Карбон	Q-90%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
Западно-Ленинградская	9	50-100	Казанский, Уфимский, Артинский	Q-90%	Бурение с набором воды
		100-257		ПУХ(полный уход жидкости)	
		665-1105	Мячковский	Q-90%	Заливка зоны через ОК
		1130-1154	Башкирский, Намюрский, Серпуховский	Q-80%	Многokратная заливка под ГМП с предварительным намывом скважины. Тампонажная заливка через ОК
		1154-1198		Q-60%	
		1170-1385		Q-50%	
		1385-1504		Q-90%	
		1580-1870	Фаменский	Q-90%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
		1870-2164		Q-80%	
Западно-Ленинградская	10	35-70	Казанский ярус	Q-90%	Спуск и крепление 12" направления
		109-170	Казанский, Уфимский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора
		170-215	Уфимский ярус	Q-50%	
		215-300	Артинский	ПУХ(полный уход жидкости)	

## Продолжение таблицы 1.3

		909-1560	Намюрский, Серпухово-окский горизонт, Н.Фаменский	Q-90%	Тампонажная заливка через ОК. Намыв скважины перед переходом вскрытием продуктивного горизонта
		1560-1756		Q-50%	
Залежь 301-303	11	301-635	Артинский, Верхний карбон	Q-80%	Тампонажная заливка через ОК
				Q-90%	Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта
Западно-Ленинградская	12	197-286	Уфимский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора
		1218-1943	Фаменский	Q-90%	Бурение с набором воды Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
		1390-1685		Q-80%	Бурение с прокачкой раствора

Таблица 1.4 – Информация о поглощениях за 2011 год на месторождениях ПАО «Татнефть», НГДУ «Елховнефть»

Площадь	№ Скважины	Интервал поглощения, м	Горизонт	Интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Метод ликвидации
Акташская	1	70-280	Казанский, Верхний карбон	Q-95%	Бурение с прокачкой раствора
Акташская	2	80-230	Казанский, Нижнепермский	Q-90%	Бурение с набором воды
Залежь 91	3	32-280	Казанский, Уфимский, Нижнепермский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с набором воды

Продолжение таблицы 1.4

Акташ- ская	4	66-200	Казанский, Уфимский, Нижнеперм- ский	ПУХ(полный уход жидко- сти)	Бурение с набором воды.
		241- 370	Верхний кар- бон		Бурение с набором воды и прокачкой раствора. Тампонажная заливка через ОК.
		1153- 1724	Фаменский	Q-95%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
Акташ- ская	5	78-200	Казанский, Уфимский, Нижнеперм- ский	ПУХ(полный уход жидко- сти)	Бурение с прокачкой рас- твора
		225- 371	Верхний Кар- бон	ПУХ(полный уход жидко- сти)	Тампонажная заливка через ОК
Акташ- ская	6	66-200	Казанский	ПУХ(полный уход жидко- сти)	Бурение с набором воды
		205- 370	Уфимский, Нижнеперм- ский, Верхний кар- бон		Тампонажная заливка зоны поглощения через ОК. Буре- ние с набором воды.
Акташ- ская	7	97-190	Казанский	ПУХ(полный уход жидко- сти) до 40%	Бурение с прокачкой рас- твора
		301- 319	Уфимский	Q-60%	Бурение с прокачкой ГРА
		319- 374		Q-50%	
		374- 400	Нижнеперм- ский	ПУХ(полный уход жидко- сти)	



Продолжение таблицы 1.4

		457-484			Заливка зоны через ОК
Акташ-ская	8	60-190	Казанский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой раствора
		270-330	Уфимский	Q-50%	Бурение с прокачкой ГРА
		330-400	Нижнепермский	от 40% до ПУХ(полный уход жидкости)	
Акташ-ская	9	60-65	Казанский	Q-60%	Бурение с прокачкой ГРА
		65-150		ПУХ(полный уход жидкости)	
		150-186		Q-30%	
		186-201	Уфимский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой ГРА
		245-349		Q-80%	
		349-400	Нижнепермский	ПУХ(полный уход жидкости)	Бурение с прокачкой ГРА
		729-900	Башкирский	Q-80%	Заливка через ОК
		1369-1390	Фаменский	Q-70%	Намыв скважины перед вскрытием продуктивного горизонта
		1390-1685		Q-80%	

Таким образом, исходя из таблиц 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 в результате анализа 61 скважины, пробуренной с поглощениями промывочной жидкости выявлено, что применялись следующие методы технических и технологических решений, направленных на повышение качества герметизации эксплуатационных колонн:

По НГДУ «Альметьевнефть» - 27 скважин:

- Бурение с набором воды (70,3%): 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 19, 20, 21, 24, 26, 27.

- Бурение с прокачкой раствора (44,4%): 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 13, 15

- Бурение с компрессором (3,7%): 2.

- Спуск и крепление 16" направления (3,7%): 8.

- Спуск и заливка 12” направления (55,5%): 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 19, 20, 27.

- Тампонажная заливка Верейского и Башкирского горизонтов (3,7%): 17.

- Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта (25,9%): 19, 20, 21, 22, 24, 26, 27.

- Заливка зоны через ОК (7,4%): 22, 25.

- Заливка Верейского горизонта с перекрытием зоны поглощения (7,4%): 22, 23.

- Заливка зоны поглощения под ГМП (3,7%): 22.

- Заливка зоны с наращиванием мостов через ОК (7,4%): 22, 24.

- Намыв перед спуском кондуктора (3,7%): 23.

По НГДУ «Ямашнефть» - 13 скважин:

- Заливка зоны с устья (23%): 1, 2, 3.

- Бурение с набором воды (23%): 1, 2, 8.

- Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта (23%): 1, 6, 5.

- Спуск и крепление 12” направления (7,7%): 4.

- Переход на раствор перед спуском 7” кондуктора (7,7%): 3.

- Намыв скважины глинистым раствором, обработанный инертным наполнителем (30,7%): 4, 6, 12, 13.

- Снятие проработки на растворе (7,7%): 7.

- Заливка под ГМП с предварительным намывом скважины (30,7%): 8, 9, 10, 11.

- Тампонажная заливка зоны поглощения (7,7%): 12.

- ОГР кордным волокном (7,7%): 13.

По НГДУ «Лениногорскнефть» - 12 скважин:

- Заливка зоны с устья (8,3%): 5.

- Заливка зоны через ОК (25%): 9, 10, 11.

- Спуск и крепление 12” направления (25%): 3, 4, 10.

- Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта (66,7%): 1, 2, 5, 8, 9, 10, 11, 12.

- Бурение с набором воды (41,6%): 3, 4, 6, 9, 12.
- Многократная заливка под ГМП с предварительным намывом скважины (8,3%): 9.

По НГДУ «Елховнефть» - 9 скважин:

- Бурение с набором воды (44,4%): 2, 3, 4, 6.
- Бурение с прокачкой раствора (11,1%): 4.
- Тампонажная заливка через ОК (33,3%): 4, 5, 6.
- Намыв перед вскрытием продуктивного горизонта (11,1%): 4.

На рисунке 1.3 представлены доли скважин в ПАО «Татнефть» НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Ямашнефть», НГДУ «Лениногорскнефть», НГДУ «Елховнефть» с интервалами поглощений в верхних горизонтах.

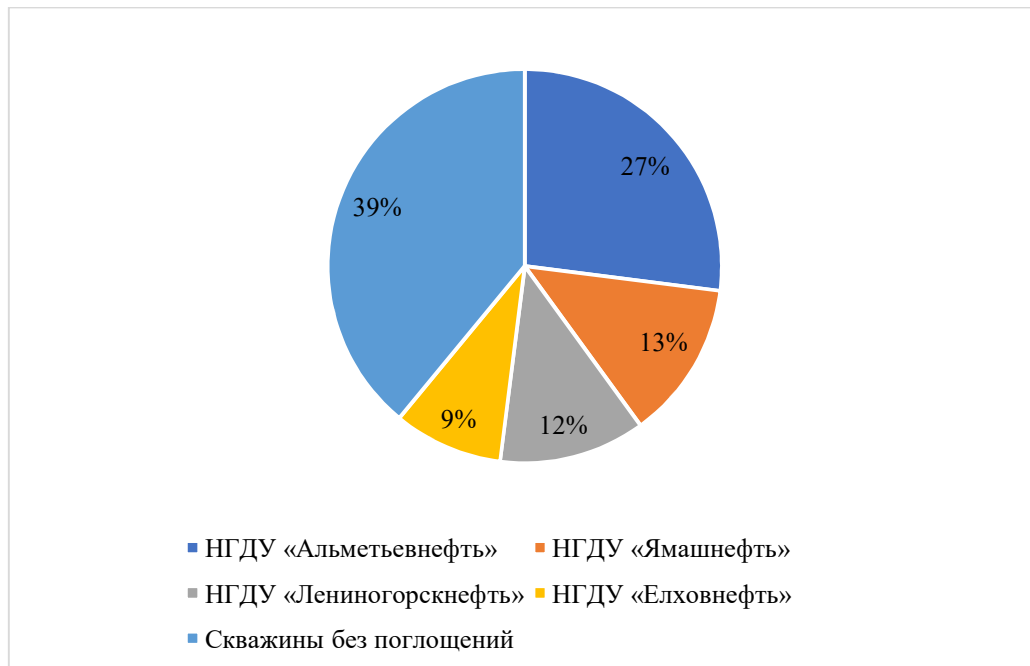


Рисунок 1.3 – Доля скважин в НГДУ ПАО «Татнефть» с интервалами поглощений в верхних горизонтах

На диаграмме Парето отображается распределение данных о количестве интервалов в скважинах с указанными интервалами поглощений в порядке убывания их частоты. Линия совокупности значений на дополнительной оси отображает процент от итоговой суммы. На диаграмме видно, что наиболее часто встречаются поглощения в интервале от 0 до 100 м (рисунок 1.4).

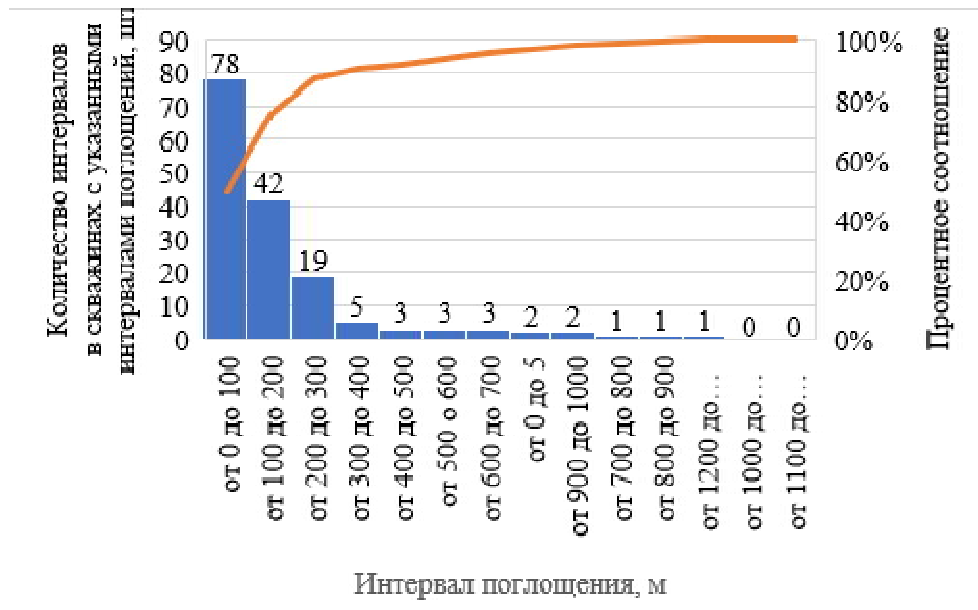


Рисунок 1.4 – Частотность интервалов поглощений в анализируемых скважинах

На рисунке 1.5, диаграмме Парето отображается распределение данных о количестве интервалов промежутка от 0 до 100 м в скважинах с указанными интервалами поглощений в порядке убывания их частоты. В данном интервале поглощений промывочной жидкости выявлено, что интервал поглощения от 25 до 50 м наиболее часто встречается, на втором месте интервал поглощений от 70 до 100 м и на третьем месте интервал поглощений от 50 до 70 м. При более детальном рассмотрении интервала поглощения от 0 до 100 выявилось, что на диаграмме Парето длина участка от 25 до 50 метров отличается наибольшей частотностью.

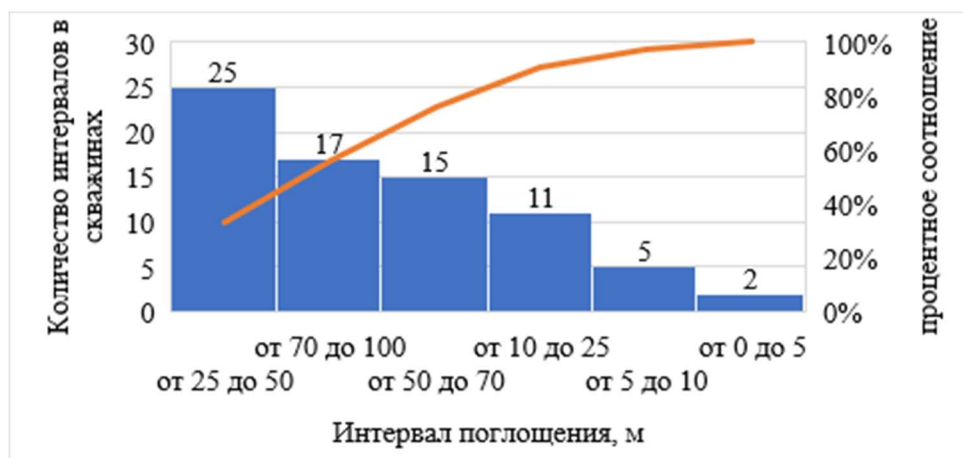


Рисунок 1.5 – Частотность интервалов поглощений в интервале скважины от 0 до 100 м

Анализ методов ликвидации поглощений, показал, что самым применяемым мероприятием на буровой, является бурение с набором воды, на втором месте - намыв перед вскрытием продуктивного горизонта и на третьем месте - бурение с прокачкой раствора (рисунок 1.6).

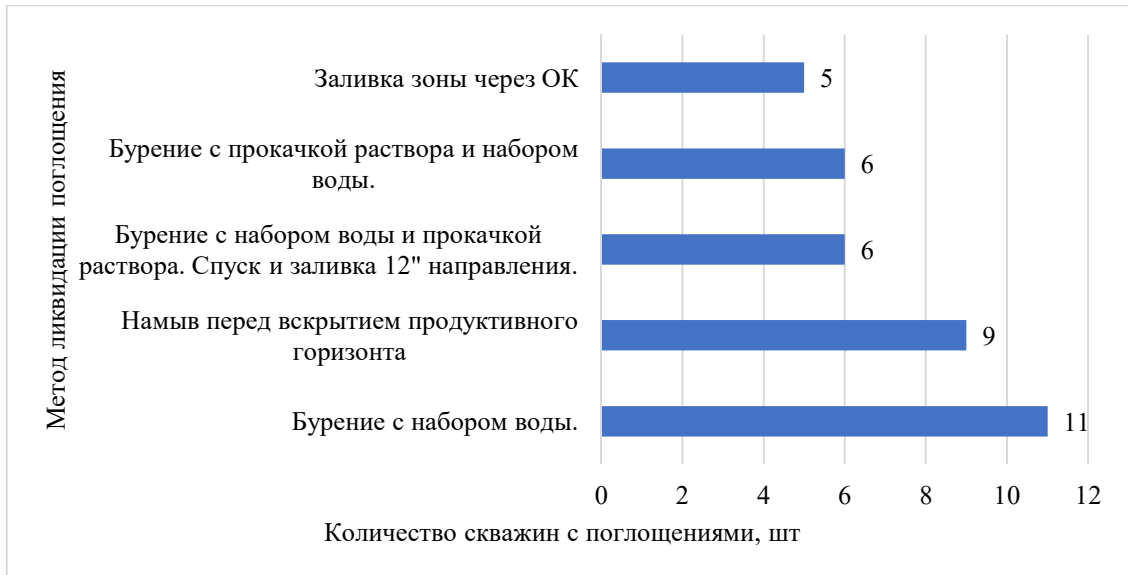


Рисунок 1.6 – Частотность методов ликвидации поглощений

На диаграмме Парето на рисунке 1.7 отображается распределение данных о частотности горизонтов с интервалами поглощений в анализируемых скважинах в порядке убывания их частоты. Анализ горизонтов с поглощениями показал, что чаще всего встречается Артинский горизонт, на втором месте - горизонт Верхний Карбон и на третьем месте - Уфимский горизонт.

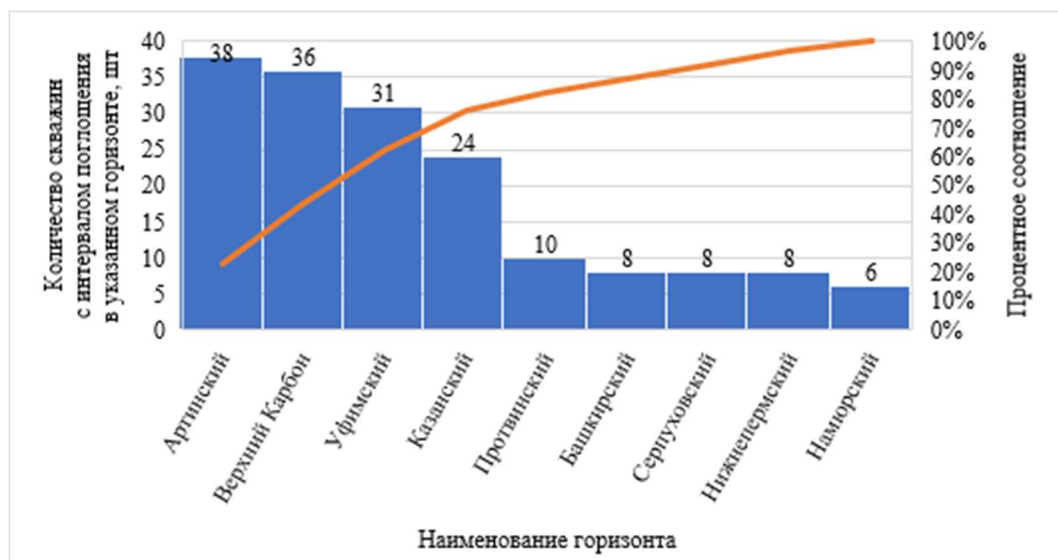


Рисунок 1.7 – Частотность горизонтов с интервалами поглощений в анализируемых скважинах

Вывод по анализу обзорной информации, предоставленной ООО «Бурение» по осложнениям, а именно, поглощение промывочной жидкости на площадях НГДУ «Альметьевнефть», НГДУ «Елховнефть», НГДУ «Лениногорскнефть» и НГДУ «Ямашнефть» показывает, что основные интервалы поглощений находятся в следующих горизонтах: Артинский, Верхний Карбон, Уфимский, Казанский, Протвинский, Башкирский, Серпуховский, Нижнепермский, Намюрский, В.Фаменский, Мячковский. Причём наиболее часто встречающиеся горизонты - Артинский, Верхний Карбон, Уфимский. При рассмотрении интервалов поглощений бурения верхней части геологического разреза выявилось, что на диаграмме Парето длина участка от 0 до 100 метров отличается наибольшей частотностью и является наиболее уязвимой для поглощений.

В процессе ликвидации поглощений промывочной жидкости в верхней части геологического разреза применяются различные методы, но наиболее применяемые мероприятия – это бурение с набором воды. То есть стараются пробурить данные интервалы, несмотря на поглощения промывочной жидкости и сопутствующие затраты [21, 84].

Для ликвидации поглощений затрачивается огромное количество материальных ресурсов и при этом происходит увеличение непроизводительного времени. В этой связи, с целью предупреждения осложнений и сокращения непроизводительного времени при строительстве скважин применение технологии бурения на обсадной колонне с ДБРЛ является актуальным [31, 32, 43-45, 46, 49, 107].

Сегодня существует два направления в области технологии бурения нефтяных и газовых скважин на обсадной колонне. В первой технологии применяют неизвлекаемую компоновку низа бурильной колонны. Во второй технологии используют извлекаемую компоновку низа бурильной колонны. Неизвлекаемая компоновка низа бурильной колонны подразделяется на применение нижнего элемента компоновки - разбуриваемого долота и долота с раздвигающимися лопастями [50, 100, 105, 106, 131-142].

При реализации технологии бурения скважин на обсадной колонне с ДБРЛ возникают сложности при его активации давлением. Лопастей не раскрываются

и/или заклинивают при раскрытии и происходит осложнение, которое необходимо устранять. Причиной является такая конструкция самого узла долота, которая не позволяет осуществить технологию бурения на обсадной колонне приводящая к осложнениям. Данное осложнение влечет за собой финансовые затраты на ее устранение и увеличение времени строительства скважины. Для снижения времени строительства и устранения осложнений необходимо разработать технико-технологические и методические решения для бурения на обсадной колонне с ДБРЛ [1-10, 101, 103-104, 108-110].

## **1.2 Исторические сведения о развитии технологии бурения с использованием колонны обсадных труб**

Одним из методов бурения без подъема труб является технология бурения на обсадной колонне. Важным условием при создании извлекаемого раздвижного долота и технологии его применения было использование обсадной колонны в качестве бурильной. Промышленные испытания бурения на обсадной колонне начались в начале XXI в.

Отработанная технология бурения на обсадной колонне взяла свое «начало с патента США #1,585,540 Чарльза из Калифорнии 18 мая 1926 г. В данном патенте предложена конструкция лопастного раздвижного долота типа «рыбий хвост». В России» [31], испытания бурения на обсадной колонне, также начались с раздвижными долотами типа «рыбий хвост» [31, 32, 128].

В 1974–1975 гг. впервые в России был проведен эксперимент с применением обсадных труб. Во ВНИИБТ разработали и испытали четырехшарошечное раздвижное долото 4ДВ-295 для «БОК диаметром 245 мм. Компания «ЛУКОЙЛ» и ЗАО «Акватик» разработали и испытали набор технических средств и технологию бурения на обсадной колонне диаметром 245 мм с 2004 по 2006 г. Был учтен опыт бурения без подъема бурильных труб и современных знаниях о буровом инструменте для внедрения на месторождениях Республики Коми и Пермского края». [31] Комплекс БОК-245 состоял из двух видов «породоразрушающего инструмента: 1. Долото 4ДВ-295, с измененными опорой, вооружением и шарошечными

секциями типов С и СЗ. 2. Раздвижной расширитель PPA-215,9/311 с актуальным вооружением типа PDC. Компания «Weatherford» использовала расширитель PPA для испытаний собственной системы БОК, на его базе затем был создан раздвижной расширитель общего назначения» [31] RipTide™. В ходе испытаний был приобретен большой опыт и показана устойчивость комплекса БОК-245.

Благодаря опыту стало возможным разработать трехшарошечное РД для бурения скважины на кондукторе в твердых слабосцементированных базальтовых породах на дне океана. Для оператора ODP – Исследовательского фонда Университета Техас А и М (Texas A&M Research Foundation) ЗАО «Акватик» разработали ТРД-300. На Экспериментальном заводе ВНИИБТ изготовлены два РД с шарошечными комплектами типа К и ТКЗ. «Испытания были признаны успешными. Данный проект показал перспективу создания РД для разных условий бурения, и ТРД-300 дополняет комплекс БОК-245, работая в твердых и крепких породах». [31]

Опытно-промышленные работы компаний «Tesco»-«Shlumberger» стали новым этапом развития бурения на обсадной колонне. В 1999 году инженеры компании «Tesco» представили технологически новую систему ББПТ. Разрабатывали ее с 1995 г., «включала в себя: узел закрепления в башмаке колонны; пилотное долото с оснащением PDC раздвижным расширителем, забойный двигатель с телеметрической системой. Сначала ее применяли только для работы с обсадными трубами, а с 2002 г. и для установки на стандартной буровой». [31]

В развитии направленного БОК активно участвовала компания «Slumberger». На сегодняшний день они предлагают технологию под названием TTDirect. «Компания «Weatherford» также разрабатывала в 1990-х - 2000-х гг. системы БОК. Разрабатывались две системы: 1) с извлекаемой компоновкой; 2) с разбуриваемым долотом-башмаком обсадной колонны.

Бурение на обсадной колонне с неизвлекаемыми компоновками было реализовано в Западном Техасе при уплотнении сетки скважин при бурении скважин сверхмалого диаметра на НКТ в 1980-х гг. Бурили на 89-мм НКТ и ГЗД алмазными долотами диаметром 120,6 мм. Операторами компании «Tesco» к 2005 г. было



пробурено 1020 интервалов с неизвлекаемой компоновкой по технологии бурения на обсадной колонне». [48] Большая часть работ по БОК проводится с неизвлекаемыми разбуриваемыми долотами в последние годы [17, 18].

Технология бурения нефтяных и газовых скважинах в бурении на обсадных трубах применяется при осложнениях, связанных с потерей циркуляции; зонах с переменным давлением; зонах многолетнемерзлых пород; для обеспечения устойчивости ствола; уменьшает количество СПО [130].

На сегодняшний день при применении данной технологии пробурено около 1800 метров, 250 наклонно-направленных скважин и 40 горизонтальных скважин, а также около 300 интервалов, что говорит об актуальности разработки и обоснования «технологии бурения на обсадной колонне» [48] с применением нижнего элемента неизвлекаемой компоновки низа бурильной колонны.

### **1.3 Выводы по Главе 1**

1. Исходя из анализа обзорной информации по осложнениям видно, что основные интервалы поглощений находятся в верхних горизонтах Артинском, Верхний Карбон, Уфимском. При рассмотрении интервалов поглощений при бурении верхних горизонтов выявилось, что на диаграмме Парето длина участка от 0 до 100 метров отличается наибольшей частотностью и является наиболее уязвимой для поглощений. В процессе ликвидации поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах наиболее применяемые мероприятия - является бурение с набором воды. Необходимо разработать технико-технологические и методические решения для бурения на обсадной колонне с ДБРЛ.

2. Технология бурения нефтяных и газовых скважин при бурении на обсадных трубах, разработка, ставшая актуальной в последние годы, благодаря успехам ведущих зарубежных сервисных компаний и производителям породоразрушающего инструмента.

## **ГЛАВА 2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ С НЕИЗВЛЕКАЕМЫМ ДОЛОТОМ-БАШМАКОМ С УБИРАЕМЫМИ ИЗ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ЛОПАСТЯМИ.**

### **2.1 Обзор исследований, направленных на разработку технико- технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом-башмаком с убираемыми из рабочей зоны лопастями**

Рассмотрим существующие на сегодняшний день запатентованные конструкции нижних элементов компоновки, в частности не только долота-башмаки при технологии бурения скважин на обсадной колонне, но и колонные башмаки, вибробашмаки, башмаки-клапаны в разных вариациях [14, 23, 33-40, 76, 80, 83, 92-94, 96-99, 129, 143-154].

«Проведем обзор патентной информации России и ведущих стран мира с глубиной поиска 25 лет по вопросу разработки нижних элементов компоновки, тенденций ее развития, рассмотрим ведущие фирмы в этой области, а также проведем анализ их деятельности для оценки резервов повышения эффективности [47, 48].

#### **1. Башмак обсадной колонны» [48, 62]**

Применяется для спуска обсадной колонны в ствол скважины в процессе ее строительства. Башмак состоит из полого цилиндрического корпуса, снабженного отклоняющими элементами и пальцами (рисунок 2.1). «Отклоняющие элементы выполнены в виде изогнутых двуплечих рычагов Т-образного сечения». [93] Принцип работы основан на возможности отклоняющих элементов самоориентировать «башмак при прохождении осложненной части ствола» [93] с «резкими перегибами, кавернами, уступами» [93] и т.д. На фиг.1 показан общий вид башмака в транспортном положении, а на фиг.2 - общий вид башмака в рабочем положении.

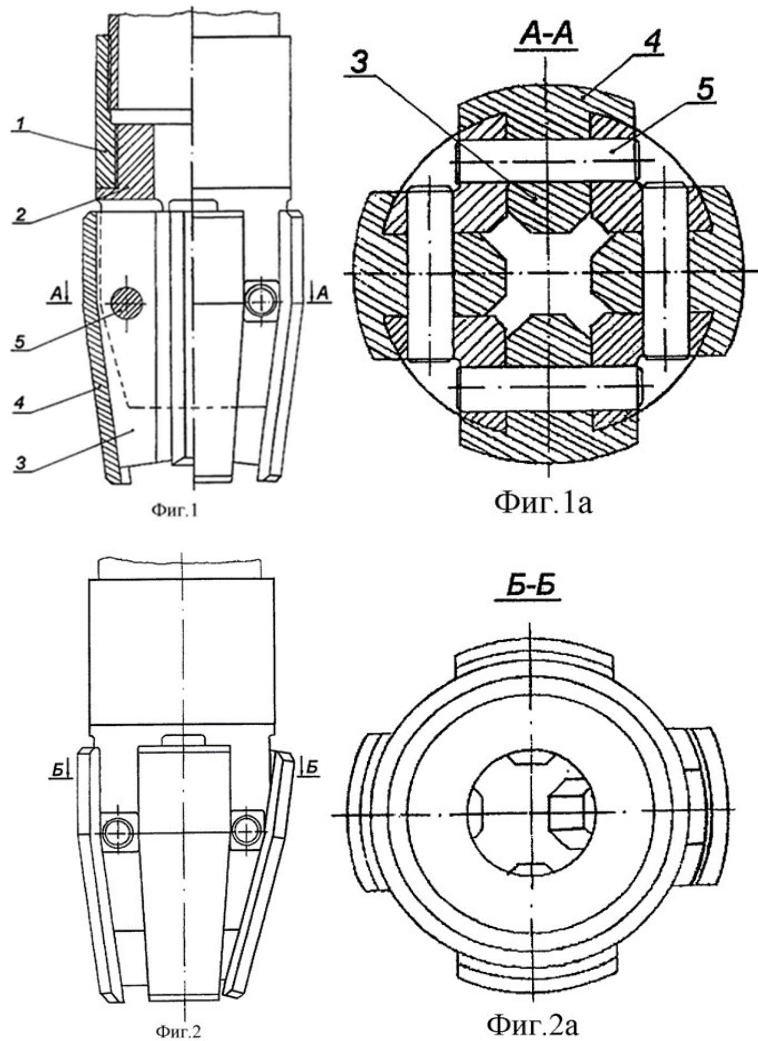


Рисунок 2.1 – Башмак обсадной колонны, где 1 - полый цилиндрический корпус, 2 - направляющая пробка, 3 – основание, 4 - опорная плита, 5 – пальцы  
 «Недостаток» [54] данного устройства - возникновение клина за счет взаимодействия большого плеча одного из рычагов со стенкой ствола скважины.

## 2. Вибрационный башмак обсадной колонны [63]

Применяется при цементировании эксплуатационных и промежуточных технических колонн. На рисунке 2.2 на фигуре 1 изображен общий вид вибрационного башмака обсадной колонны в продольном разрезе; на фигуре 2 ступень давления турбины гидравлического двигателя [63].

«Вибрационный башмак обсадной колонны состоит из гидравлического двигателя корпуса, нижней муфты, вала ротора, осевой опоры, радиальной опоры,

дебаланса, лысок, внутренней полости вала, рабочих органов двигателя, каналов, лопаток ротора, лопаток статора» [54].

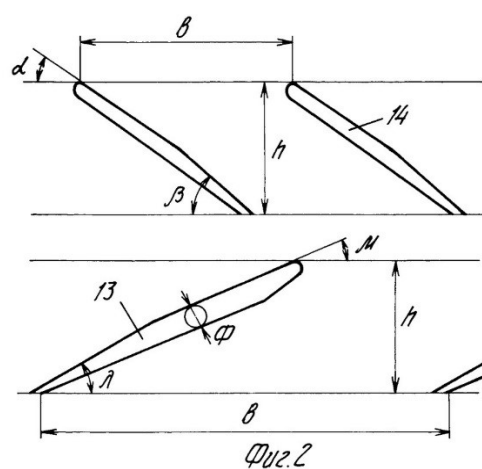
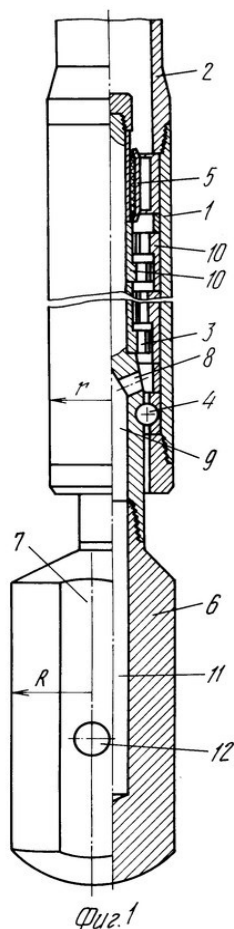


Рисунок 2.2 – Вибрационный башмак обсадной колонны, где 1 – корпус, 2 – нижняя муфта, 3 – вал ротора, 4 – осевая опора, 5 – радиальная опора, 6 – дебаланс, 7 – лыски, 9 – внутренняя полость вала, 10 – рабочие органы двигателя, 11 – внутренняя полость вала, 12 – каналы, 13 - лопатка ротора, 14 - лопатка статора

Недостаток данного изобретения в сложной конструкции, что добавляет вероятность выхода из строя.

### 3. Ротационный башмак обсадной колонны [64]

«Применяется для крепления и цементирования обсадных колонн. Состоит из вертлюжного подшипника, сальника, корпуса, лопастных направляющих венцов, радиальных опор, осевых опор, вала, направляющих венцов, внутренних полостей, отверстий, моментомемкой буровой коронки, отверстия» (рисунок 2.3) [54].

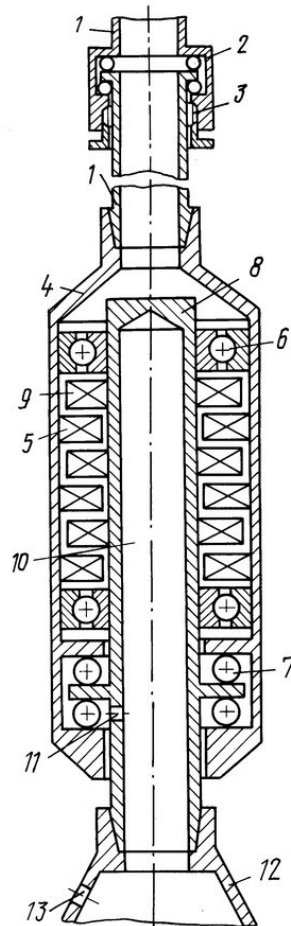


Рисунок 2.3 – Ротационный башмак обсадной колонны, где 1 – обсадная колонна, 2 – вертлюжный подшипник, 3 – сальник, 4 – корпус, 5 - лопастные направляющие венцы, 6 – радиальная опора, 7 – осевая опора, 8 – вал, 9 - направляющие венцы, 10 - внутреннюю полость, 11 – отверстия, 12 - моментоемкая буровая колонка, 13 – отверстия

Данное изобретение не нашло применение в виду сложной конструкции.

#### 4. Вибробашмак обсадной колонны [65]

Применяется в эксплуатационных и промежуточных технических колоннах (рисунок 2.4). Вибробашмак обсадной колонны состоит из турбопривода, вала, внешней цилиндрической поверхности дебаланса, колонны обсадных труб, переводника» [54].

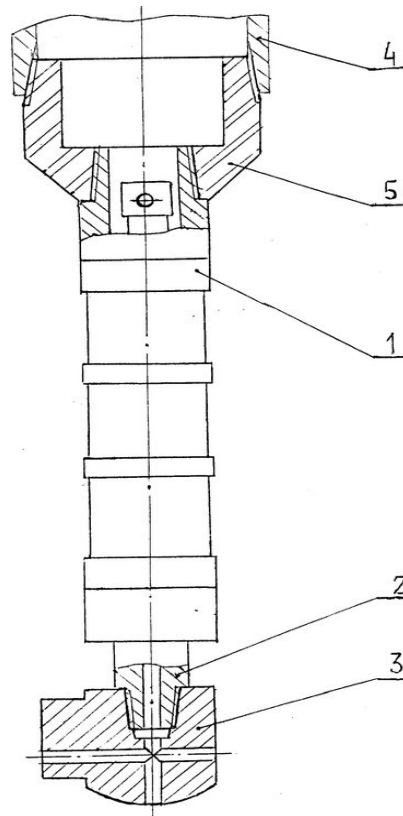
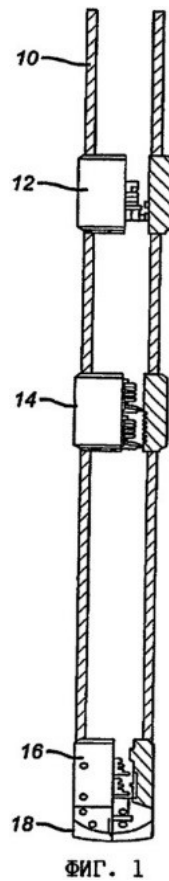


Рисунок 2.4 – Вибробашмак обсадной колонны состоит из 1 – турбопривод, 2 – вал, 3 – внешняя цилиндрическая поверхность дебаланса, 4 – колонна обсадных труб, 5 – переводник

«Недостаток» [54] данного изобретения в недолговечности вала, ввиду больших нагрузок на него.

## 5. Башмак для системы крепления расширяемого хвостовика и способ заканчивания скважины [66]

Применяется для спуска в обсадную колонну и крепления в ней трубчатых элементов, в частности - к средствам защиты места установки трубчатого элемента на обсадной колонне при цементировании (рисунок 2.5).



Фиг. 1

Рисунок 2.5 – «Башмак для системы крепления расширяемого хвостовика» [93], где 10 – эксплуатационная обсадная колонна; 12 – муфта; 14 – стандартная муфта; 16 – башмак; 18 – нижний конец обсадной колонны

Недостаток данного башмака - ненадежная конструкция.

## 6. «Башмак-клапан для хвостовика [67]

Применяется для селективной эксплуатации и обработки продуктивного пласта горизонтальных скважин (рисунок 2.6). Башмак-клапан для хвостовика включает корпус с центральным проходным каналом, в котором размещено седло с клапаном, закрывающимся при упоре на забой» [67].

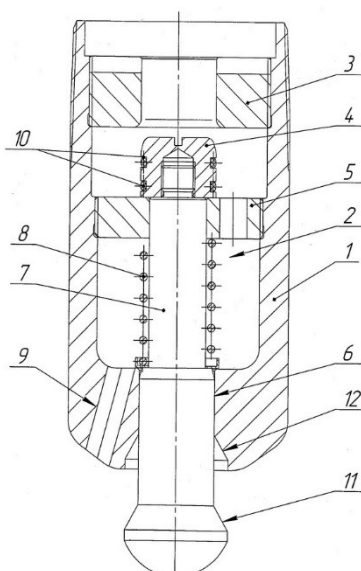


Рисунок 2.6 – Башмак-клапан для хвостовика, где 1 – корпус, 2 – центральный проходной канал, 3 – седло, 4 – клапан, 5 – направляющая втулка, 6 – кольцевое сужение, 7 – толкатель, 8 – пружина, 9 – отверстия, 10 – уплотнительные резиновые кольца, 11 – конической поверхности, 12 – соответствующая поверхность корпуса

Недостаток данного изобретения в недолговечности конструкции.

## 7. Вибробашмак обсадной колонны [68]

Применяется для оснастки низа обсадных колонн при их цементировании. На рисунке 2.7 на фигуре 1 изображен разрез общего вида вибробашмака обсадной колонны в исходном положении на фигуре 2 показан разрез А-А на фигуре 1 на фигуре 3 - сечение Б-Б на фигуре 1 на фигуре 4 сечение В-В на фигуре 1 на фигуре 5 изображен генератор гидравлических импульсов вибробашмака в рабочем состоянии при перекрытии бокового канала.



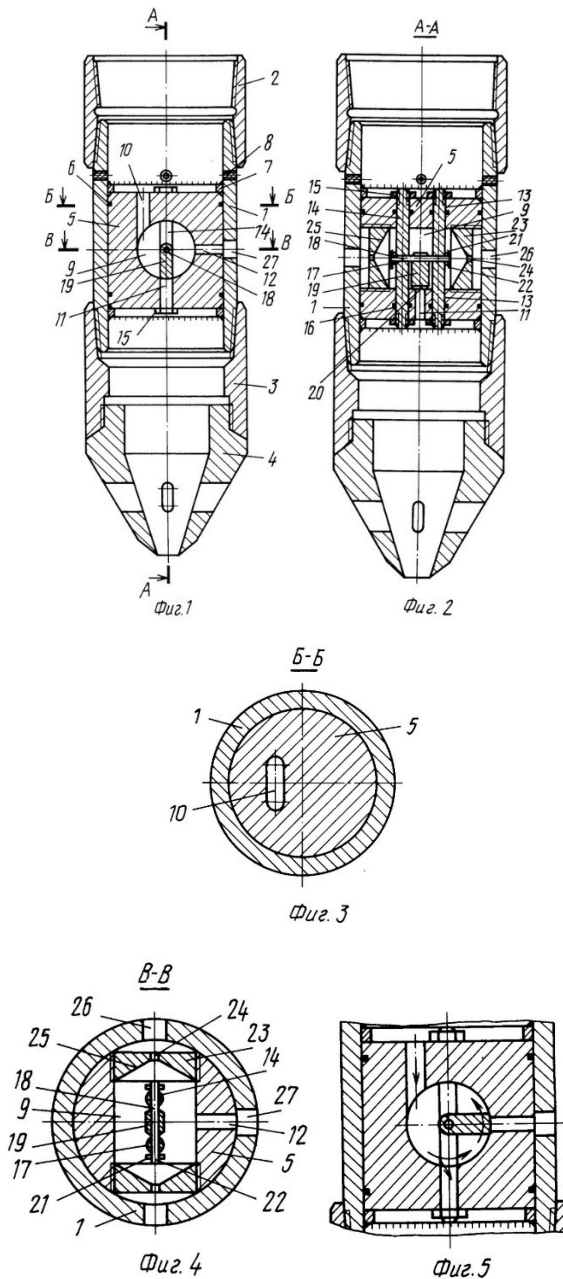


Рисунок 2.7 – Вибробашмак обсадной колонны, где 1 – полый корпус, 2 – переводник, 3 – утолщенный патрубок, 4 – направляющая пробка, 5 – цилиндр, 6 – уплотнительные кольца, 7 – упорные кольца, 8 – предохранительные клапана, 9 – цилиндрическая полость, 10 – входной тангенциальный канал, 11 – осевой выходной канал, 12 – боковой канал, 13 – сквозные продольные отверстия, 14 – шпильки, 15 – гайки, 16 – резиновые кольца, 17 – отверстия, 18 – ось, 19 – элемент открытия-закрытия, 20 – торцевая часть, 21 – шайбы, 22 – разводные штифты, 23 – гайки, 24 – конусные отверстия, 25 – конусные поверхности, 26 – радиальные отверстия, 27 – радиальное отверстие большего размера

Данное изобретение не нашло применения, ввиду сложности конструкции.

## 8. «Башмак для установки профильных перекрывателей в скважинах [69]

Применяется для установки профильных перекрывателей при изоляции зон осложнения бурения или участков нарушения герметичности обсадных колонн» [74].

На рисунке 2.8. на фигуре 1 показан башмак, установленный в профильном перекрывателе; на фигуре 2 - то же после выведения его из перекрывателя; на фигуре 3 - уплотнительный элемент башмака; на фигуре 4 - конструкция цилиндрического сегмента уплотнительного элемента, фронтальная проекция в разрезе; на фигуре 5 - то же - горизонтальная проекция.

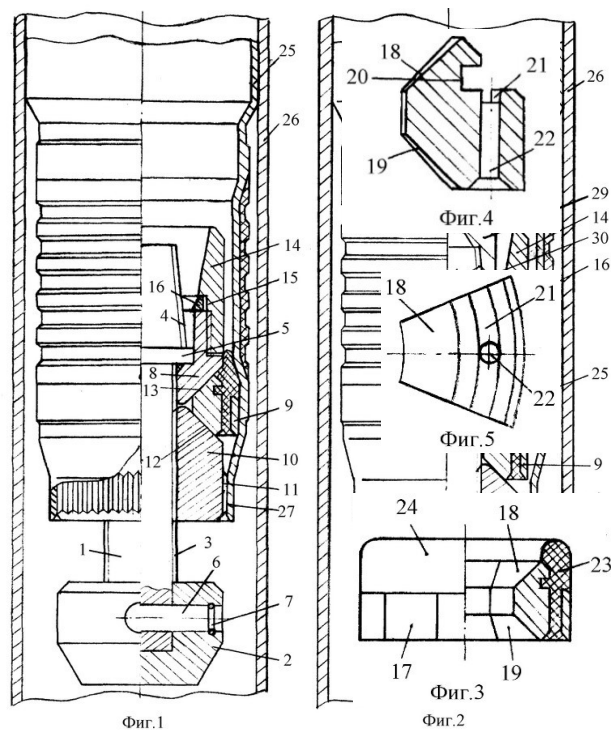


Рисунок 2.8 – «Башмак для установки профильных перекрывателей в скважинах, где 1 – монтажный болт, 2 – съемная головка, 3 – левая резьба, 4 – правая коническая резьба, 5 – упорный бурт, 6 – штифт, 7 – стоп-кольцо, 8 – дополнительный упор, 9 – уплотнительный элемент, 10 – упорная гайка, 11 – насечка, 12 – коническая поверхность, 13 – коническую поверхность, 14 – конический растроб» [74], 15 – канавка, 16 – стопорное кольцо, 17 – сегменты, 18,19 – конические поверхности, 20,21 – проточки, 22 – отверстия, 23 – резина, 24 – кольцо, 25 – профильный перекрыватель, 26 – обсадная колонна, 27 – стенка суженного конца, 28 – развальцеватель, 29 – нижний конец, 30 – внутренняя коническая резьба, 31 – кольцевая проточка.

Недостатком данного изобретения является недолговечность ввиду быстрого износа резьбовых соединений.

## 9. Башмак-клапан для установки профильного хвостовика в скважине [70]

Применяется для установки профильных хвостовиков для крепления и вскрытия продуктивных пластов на стадии заканчивания скважин. На рисунке 2.9 на фигуре 1 показан башмак-клапан для установки профильного хвостовика в скважине в транспортном положении (разрез). На фигуре 2 - башмак-клапан в момент извлечения клапанного элемента из корпуса.

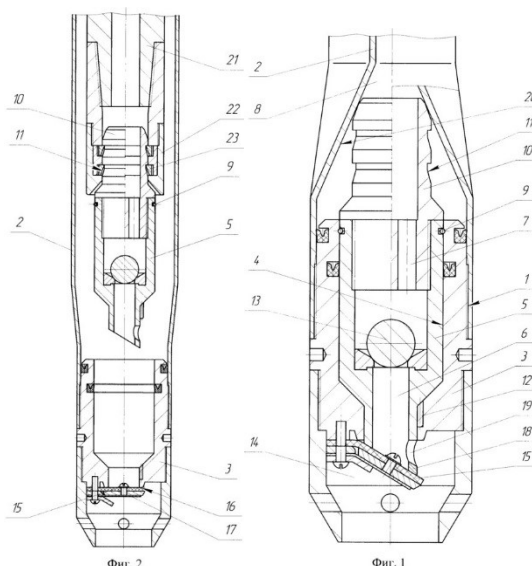


Рисунок 2.9 – Башмак-клапан для установки профильного хвостовика в скважине на котором 1 – резьба, 2 – хвостовиком, 3 – корпус, 4 – центральный канал, 5 – клапанный элемент, 6 – проходной канал, 7 – отверстия, 8 – внутренняя полость хвостовика, 9 – стопорное кольцо, 10 – головка, 11 – наружные конические кольцевые проточки, 12 – шлицевое соединение, 13 – обратный шаровой клапан, 14 – полость, 15 – тарельчатый клапан, 16 – седло, 17 – пластинчатая пружина, 18 – наклонный толкатель, 19 – окно, 20 – профильный участок, 21 – развальцеватель, 22 – захватный узел, 23 – внутренние разрезные стопорные кольца.

Недостаток данного башмака-клапана – его изготовление требует больших материальных ресурсов.

### 10. Башмак-клапан для хвостовика [71]

Применяется для селективной эксплуатации и обработке продуктивного пласта с различной проницаемостью горизонтальных скважин.

На рисунке 2.10 на фигуре 1 показан башмак-клапан для хвостовика в открытом положении, на фигуре 2 - в закрытом, на фигуре 3 изображен фигурный паз под штифт.

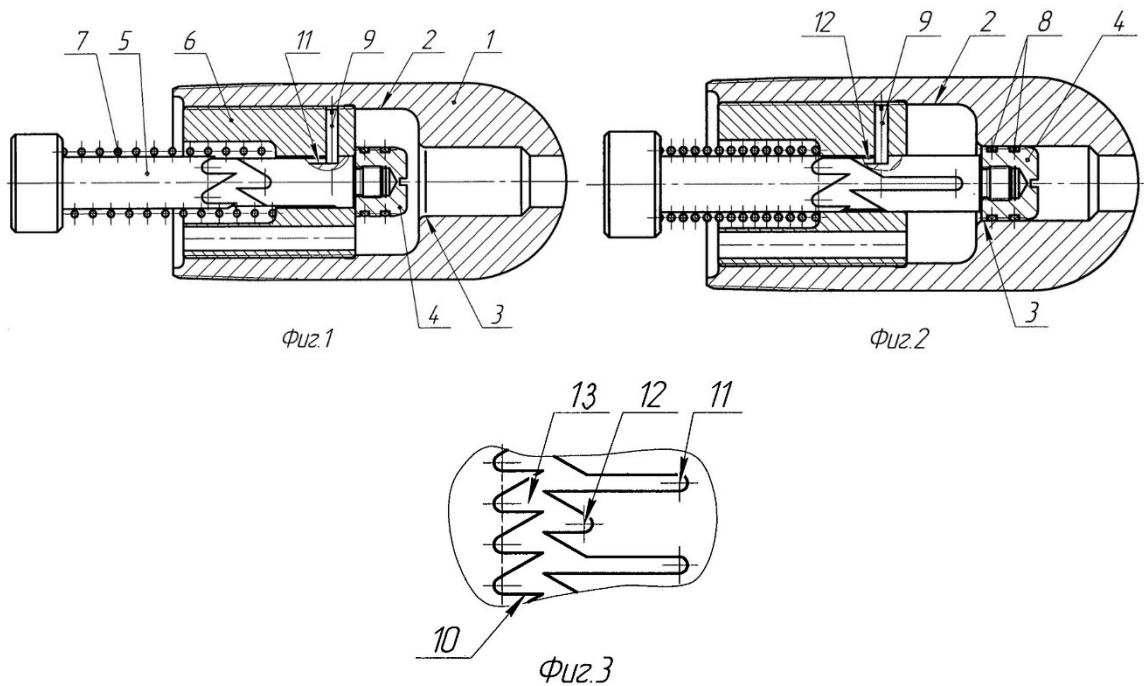


Рисунок 2.10 – Башмак-клапан для хвостовика на котором 1 – корпус, 2 – центральный проходной канал, 3 – седло, 4 – клапан, 5 – толкатель, 6 – направляющая втулка, 7 – пружина, 8 – уплотнительные элементы, 9 – внутренние штифты, 10 – фигурный паз, 11 – продольные длинные проточки, 12 – продольные короткие проточки, 13 – фигурные проточки

Недостаток данной конструкции в недолговечности ввиду быстрого износа штифта.

### 11. Разбуриваемый башмак-клапан для установки расширяемой колонны в скважине [72]

Применяется для изоляции ими зон осложнений при бурении скважин (рисунок 2.11).

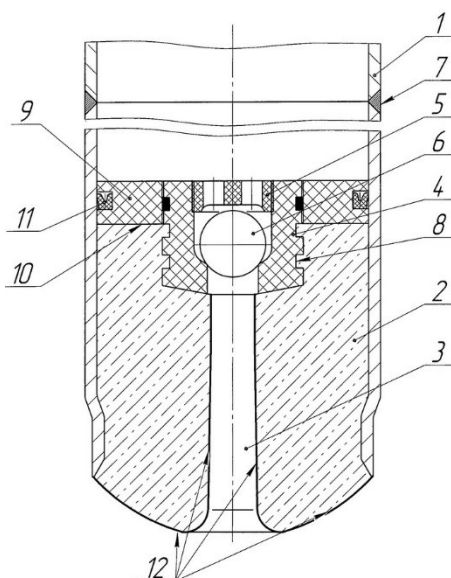


Рисунок 2.11 – Разбуриваемый башмак-клапан для установки расширяемой колонны в скважине на котором 1 – металлический патрубок, 2 – корпус, 3 – центральный проходной канал, 4 – полая цилиндрическая вставка, 5 – негерметичная заглушка, 6 – шаровой клапан, 7 – сварка, 8 – кольцевые проточки, 9 – цилиндрическая площадка, 10 – герметизирующее пространство, 11 – манжета, 12 – наружная поверхность.

Данная конструкция ненадежна ввиду износа места сварки.

## 12. Вибробашмак цементируемой колонны [73]

Применяется при обработке ствола скважины в процессе спуска обсадной колонны, при профилактических промывках и в процессе ее цементирования.

На рисунке 2.12 на фигуре 1 изображен разрез вибробашмака на фигуре 2 показано сечение А-А на фигуре 1; на фигуре 3 сечение Б-Б на фигуре 1; на фигуре 4 сечение Г-Г на фигуре 2; на фигуре 5 сечение В-В на фигуре 1 в момент перекрытия пластинчатым кругом эксцентричного отверстия диска; на фигуре 6 изображены дебаланс с диском в момент открытия эксцентричного отверстия.

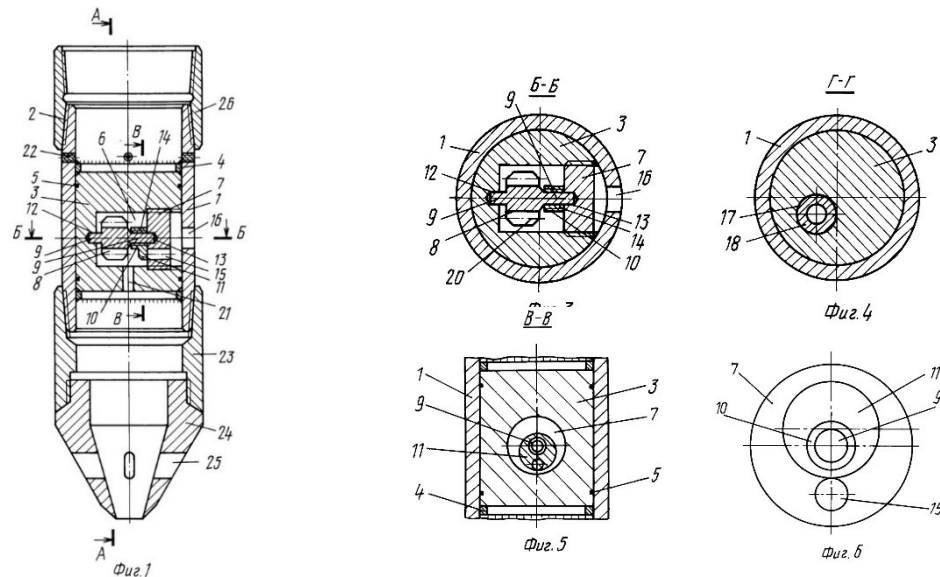


Рисунок 2.12 – Вибробашмак цементируемой колонны на котором 1 – полый корпус, 2 – соединительные резьбы, 3 – цилиндр, 4 – приварные кольца, 5 – уплотненные резиновые кольца, 6 – цилиндрическая полость, 7 – легкоразбураиваемый диск, 8 – зубчатое колесо, 9 – вал, 10,11 – дебаланс, 12 – карман, 13 – карман, 14 – зубчатое шлицевое соединение, 15 – эксцентричное отверстие, 16 – отверстие, 17 – продольный канал, 18 – ось сопла, 19 – уплотненное кольцо, 20 – зубчатое колесо, 21 – осевой канал, 22 – предохранительные пробки, 23 – утолщенный патрубок, 24 – направляющая пробка, 25 – отверстия, 26 – муфта

Данная конструкция не нашла применения, ввиду сложности конструкции.

### 13. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине [74]

Применяется для установки профильных перекрывателей при изоляции зон осложнений бурения. На рисунке 2.13 на фигуре 1 показан башмак в транспортном положении (разрез); на фигуре 2 - то же, в рабочем состоянии.

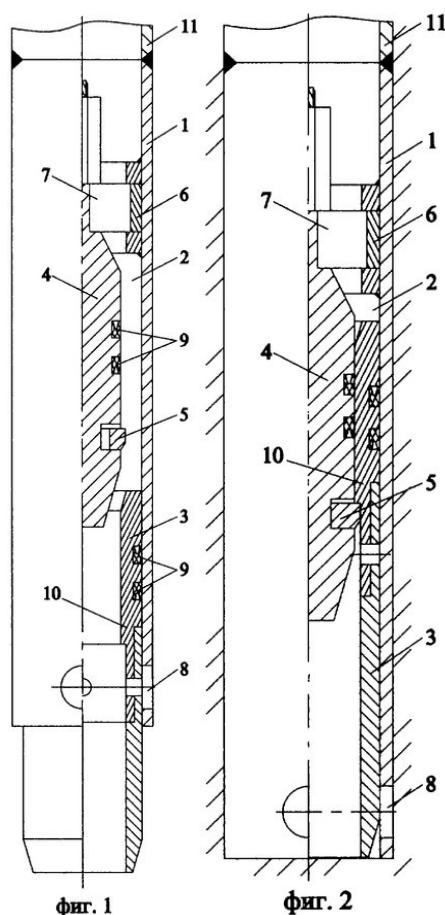
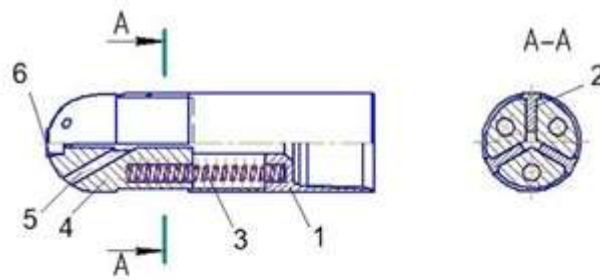


Рисунок 2.13 – Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине на котором 1 – корпус, 2 – центральный проходной канал, 3 – седло, 4 – клапан, 5 – фиксатор, 6 – перегородка, 7 – отверстия, 8 – срезаемый штифт, 9 – уплотнения, 10 – внутренний выступ, 11 – профильный перекрыватель

Данная конструкция недолговечна ввиду быстрого износа при контакте со скважинной жидкостью.

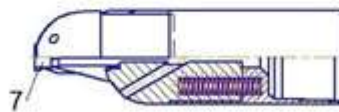
#### 14. Башмак для обсадной колонны [75]

Применяется для спуска обсадной колонны в ствол скважины в процессе ее строительства для прохождения уступов и кавернозных участков (рисунок 2.14).



Фиг. 1

Фиг. 2



Фиг. 3

Рисунок 2.14 – Башмак для обсадной колонны на котором 1 – цилиндрический корпус, 2 – направляющие пазы, 3 – рабочие пружины, 4 – направляющие плашки, 5 – сквозные отверстия, 6 – торцевая цилиндрическая заглушка, 7 – сквозные центральное отверстие

Недостатком данного башмака являются ограниченные возможности его применения.

### 15. Башмак с силовым приводом для оборудования низа обсадной колонны [77]

Применяется в бурении скважин и «предназначен для оборудования низа обсадной колонны» [93] или хвостовика «с целью направления ее по стволу скважины» [93] с возможностью проработки нестабильных участков ствола, участков ствола с набухающими и обваливающимися глинами и защиты оборудования, входящего в компоновку колонны, от повреждения при спуске (рисунок 2.15).



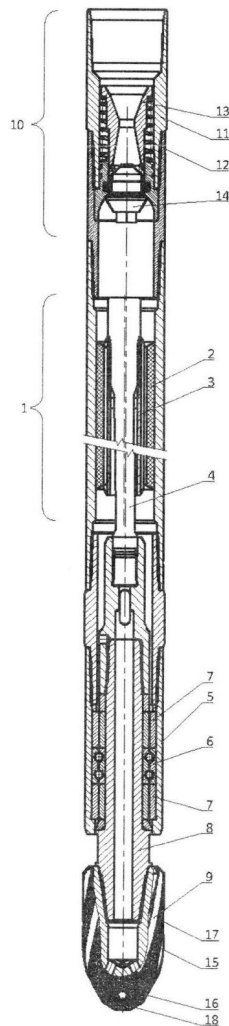


Рисунок 2.15 – Башмак с силовым приводом для оборудования низа обсадной колонны на котором 1 – силовая секция, 2 – статор, 3 – ротор, 4 – карданный вал, 5 – корпус, 6 – осевая опора, 7 – радиальная опора, 8 – вал шпиндельной секции, 9 – наконечником, 10 – обратный клапан, 11 – корпус, 12 – пружина, 13 – поршень, 14 – обтекатель, 15 – лопасти, 16 – промывочные отверстия, 17 – износостойкое покрытие, 18 – полусферическая форма

Недостаток данного башмака высокая стоимость и большая трудоемкость изготовления.

## 16. Колонный башмак [78]

Изобретение относится к области строительства нефтяных и газовых скважин и, в частности, к оборудованию для оснастки нижней части обсадной колонны (рисунок 2.16).

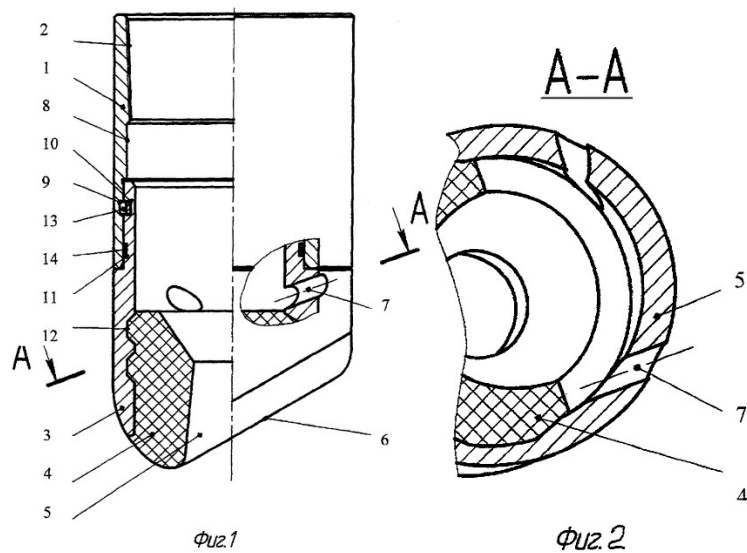


Рисунок 2.16 – Колонный башмак на котором 1 – «корпус, 2 – муфтовая резьба, 3 – втулка, 4 – направляющая насадка, 5 – центральным каналом, 6 – скос, 7 – боковые отверстия, 8,9 – кольцевые проточки, 10,11 – наружные кольцевые проточки, 12 – внутренние кольцевые проточки» [93]

Недостаток данного башмака в неустойчивости к абразивному воздействию бурового и цементного растворов.

### 17. Колонный башмак [79]

Применяется для строительства нефтяных и газовых скважин, в частности к оборудованию для оснастки нижней части обсадной колонны (рисунок 2.17).

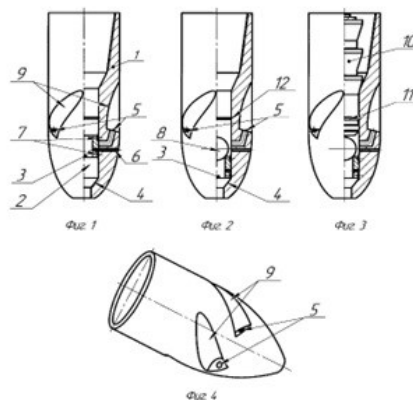


Рисунок 2.17 – Колонный башмак на котором 1 – корпус, 2 – центральный канал, 3 – втулка, 4 – сужение, 5 – боковые отверстия, 6 – срезные элементы, 7 – уплотнительные элементы, 8 – бросовой шар, 9 – винтовые выборки, 10 – продавочная пробка, 11 – стопорное кольцо, 12 – проточка

Недостатком этого устройства являются ограниченные его возможности.

### 18. Башмак прорабатывающий [82]

Применяется для строительства скважин и «предназначено для оборудования низа обсадной колонны с целью направления ее по стволу скважины» [93] с возможностью проработки нестабильных участков ствола с зонами осыпаний и обвалов горных пород (рисунок 2.18).

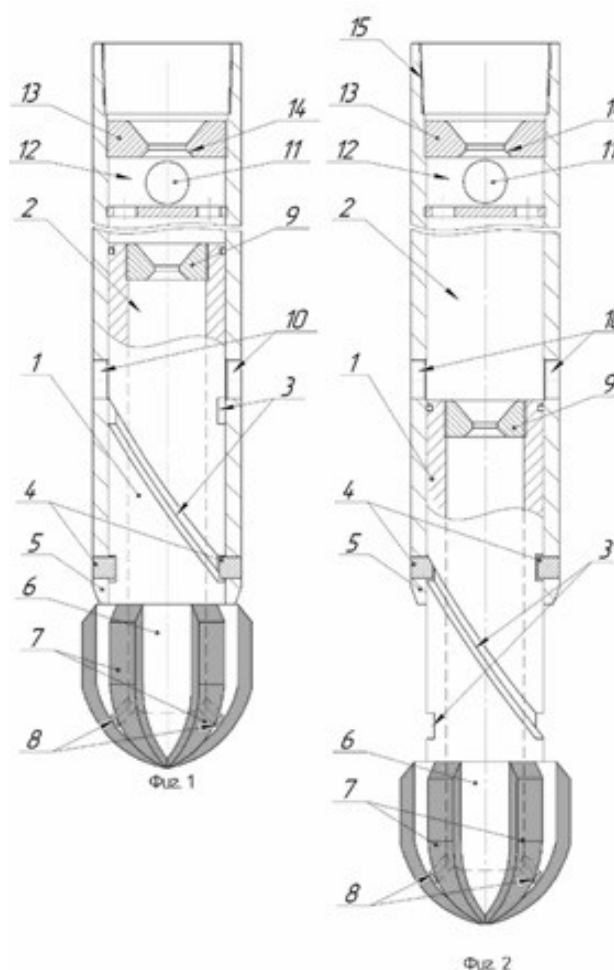
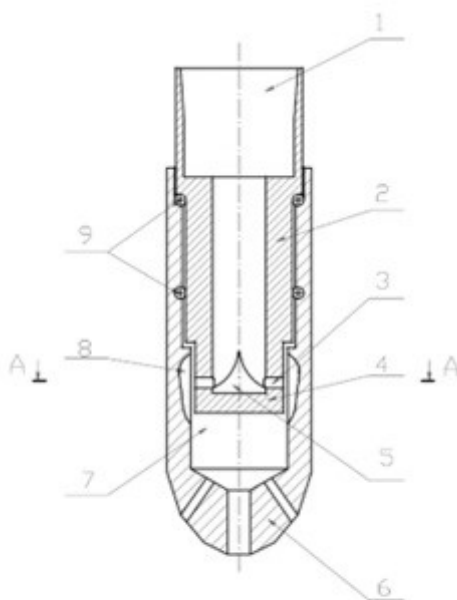


Рисунок 2.18 – Башмак прорабатывающий на котором 1 – мандрель, 2 – проходной канал, 3 – винтовой паз, 4 – штифт, 5 – корпус, 6 – вооруженный башмак, 7 – лопасти, 8 – промывочные отверстия, 9 – насадка, 10 – отверстия, 11 – клапан, 12 – проходной канал, 13 – насадка, 14 – седло, 15 – внутренняя резьба.

Недостаток данного изобретения заключается в сложности и затратности изготовления.

### 19. Колонный башмак с гидравлическим приводом [81]

Применяется для строительства нефтяных и газовых скважин, и предназначено для проработки необсаженного ствола скважины при спуске обсадной колонны (рисунок 2.19).



Фиг. 1

Рисунок 2.19 – Колонный «башмак с гидравлическим приводом на котором 1 – корпус, 2 – боковая стенка, 3 – отверстия спиральных каналов, 4 – дно, 5 – рассекающий поток, 6 – хвостовик, 7 – полость» [54], 8 – турбина, 9 – узел  
Недостатком данного изобретения является низкий КПД.

### 20. Долото для бурения на обсадной колонне [83]

Применяется для бурения нефтяных и газовых скважин на обсадной колонне, изготавливается из разбурываемых материалов (рисунок 2.20). Владелец патента ПАО «Татнефть имени В.Д. Шашина».

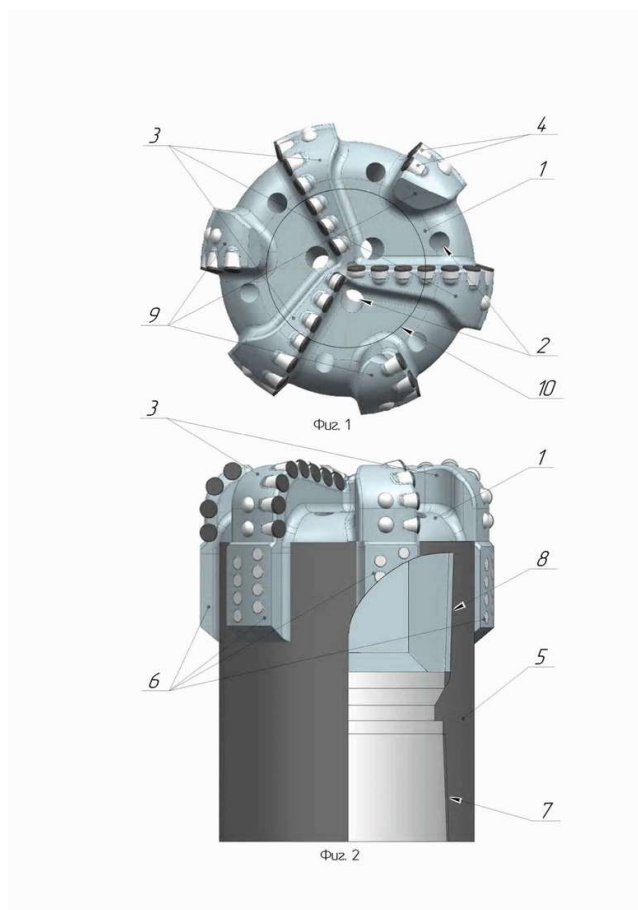


Рисунок 2.20 – Долото для бурения на обсадной колонне, на котором 1 – корпус, 2 – отверстия, 3 – режущие лопасти, 4 – резцы PDC, 5 – переводник, 6 – калибрующие лопасти, 7 – внутренняя резьба, 8 – внутренняя коническая упорная резьба, 9 – укороченные режущие лопасти, 10 – зона разбуривания

Недостатком прихвата и заклинивания инструмента при разбуривании долота для бурения на обсадной колонне.

## 21. Долото для бурения на обсадной колонне [84]

Применяется для бурения нефтяных и газовых скважин на обсадной колонне (рисунок 2.21). Изготавливается из разбуриваемых материалов. Владелец патента ПАО «Татнефть имени В.Д. Шашина».

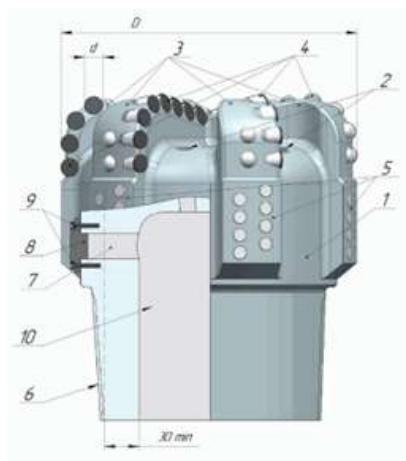


Рисунок 2.21 – Долото для бурения на обсадной колонне, на котором 1 – корпус, 2 – промывочные отверстия, 3 – режущие лопасти, 4 – резцы PDC, 5 – калибрующие лопасти, 6 – ниппельная резьба, 7 – отверстия, 8 – заглушки, 9 – срезные винты, 10 – центральный канал

Недостатком данного долота является заклинивание компоновок при его разбурировании.

## 22. Долото для бурения на обсадной колонне [85]

«Применяется для бурения нефтяных и газовых скважин на обсадной колонне» [48]. Изготавливается из разбуриваемых материалов (рисунок 2.22). Владелец патента ПАО «Татнефть имени В.Д. Шашина».

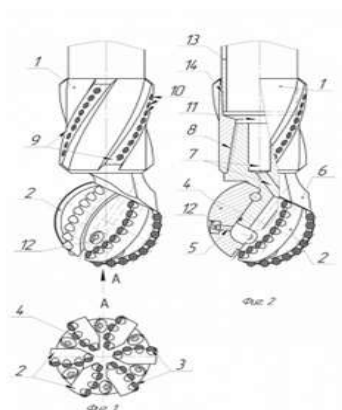


Рисунок 2.22 – «Долото для бурения на обсадной колонне» [48], на котором 1 – корпус, 2 – лопасти, 3 – резцы PDC, 4 – сферическая оправка, 5 – отверстия, 6 – наклонная цапфа, 7 – канал, 8 – резьба, 9 – калибрующие лопасти, 10 – износостойкие вставки, 11 – промывочный канал, 12 – гидромониторные насадки, 13 – колонна обсадных труб, 14 – внутренняя резьба

Недостатком данного долота является перегрев резцов PDC, что значительно снижает их стойкость и повышает крутящий момент.

### 23. Долото для бурения на обсадной колонне [86]

Применяется для бурения нефтяных и газовых скважин на обсадной колонне (рисунок 2.23). Разбуриваемый узел выполнен из полимерного материала. Владелец патента ООО НПП «БУРИНТЕХ».

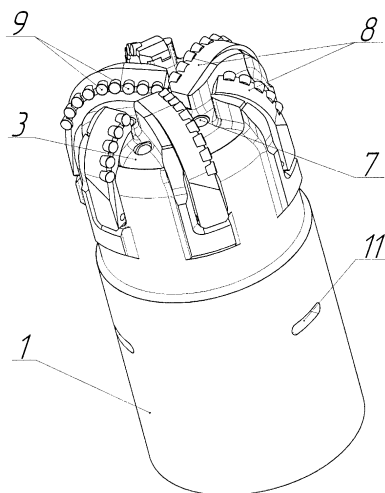


Рисунок 2.23 – Долото для бурения на обсадной колонне, на котором 1 – корпус, 2 – соединительная резьба, «3 – разбуриваемый узел, 4 – сердечник, 5 – седло» [48], 6 – отверстия, 7 – насадки, 8 – раздвижные лопасти, 9 – поликристаллические алмазные резцы PDC, 10 – шар, 11 – отверстия

Недостатком данного долота является длительное разбуривание внутреннего узла и аварии, т.к. происходит слом лопастей.

### 24. Буровое лопастное долото [88]

Применяется «для бурения нефтяных и газовых скважин» [93], особенно «для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин» [48] и пород, представленных чередованием пропластков различной твердости (рисунок 2.24).

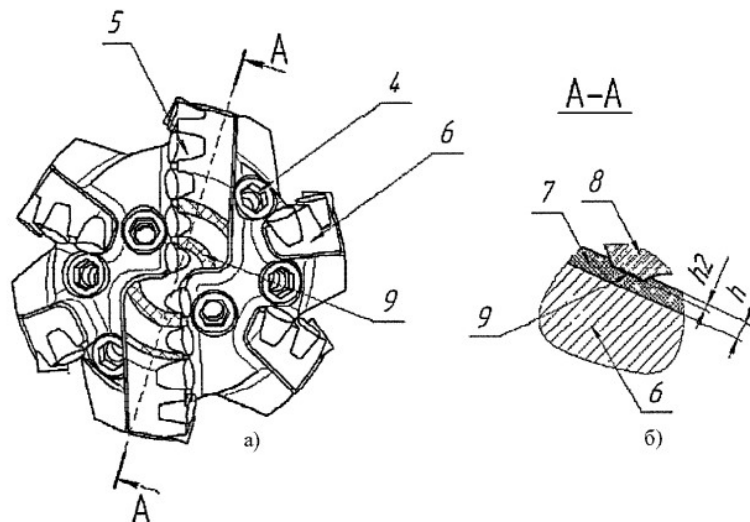


Рисунок 2.24 – Буровое лопастное долото, на котором 1 – корпус, 2 – присоединительная резьба, 3 – центральный канал, 4 – выходные отверстия, 5 – поликристаллические алмазные резцы (PDC), 6 – лопасти, 7 – композиционное покрытие, 8 – горная порода, 9 – стабилизационные канавки

Недостатком данного долота нестабильность работы долота.

## 25. Лопастное долото (варианты) [89]

Применяется «для бурения нефтяных и газовых скважин» [93]. Представляет собой долото режущескалывающего действия, изготавливается как из стального материала, так и из матричного материала. Владелец патента ООО НПП «БУРИНТЕХ» (рисунок 2.25).

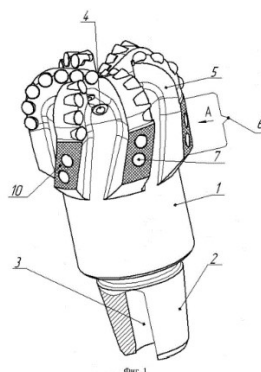


Рисунок 2.25 – Лопастное долото (варианты), на котором 1 – корпус, 2 – присоединительная резьба, 3 – центральный канал, 4 – выходные отверстия, 5 – лопасти, 6 – пассивная калибрующая часть, 7 – область алмазного резца, 8 – передняя кромка, 9 – задняя кромка, 10 – твердосплавный слой



Недостатком данного долота является перегрев резцов PDC, что значительно снижает их стойкость и повышает крутящий момент.

## 26. Лопастное долото [90]

Применяется «для бурения нефтяных и газовых скважин» [93]. Представляет собой долото режущескалывающего действия, изготавливается как из стального материала, так и из матричного материала (рисунок 2.26). Владелец патента ООО НПП «БУРИНТЕХ».

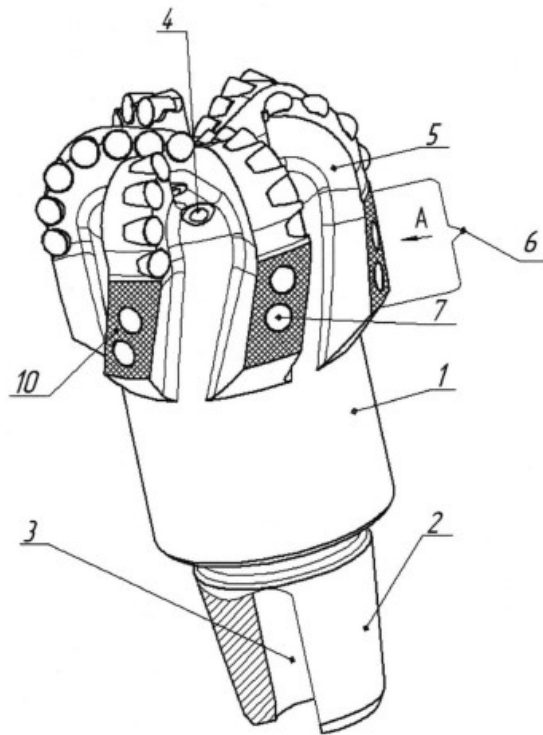


Рисунок 2.26 – Лопастное долото, на котором 1 – корпус, 2 – соединительная резьба, 3 – центральный канал, 4 – выходные отверстия, 5 – лопасти, 6 – пассивная калибрующая часть, 7 – поликристаллические алмазные резцы, 8 – передняя кромка, 9 – задняя кромка, 10 – твердосплавный слой

Недостатком данного долота является отклонение от заданного параметра диаметра буримой скважины.

## 27. Буровое долото PDC с демпферами для вращающихся резцов [91]

Применяется для бурения глубоких скважин на нефть и газ (рисунок 2.27). Владелец патента Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет».

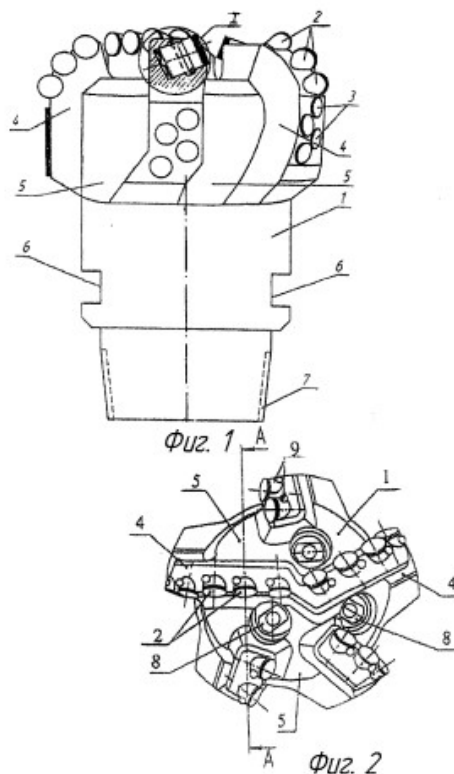


Рисунок 2.27 – Буровое долото PDC с демпферами для вращающихся резцов, на котором 1 – корпус долота, 2 – резцы PDC, 3 – резцы, 4 – лопасть корпуса, 5 – полости, 6 – пазы на корпусе, 7 – коническая резьба, 8 – промывочные узлы, 9 – крышки монтажных отверстий

Недостатком данного долота является низкая демпфирующая способность.

### 2.2 Патентный ландшафт нижних элементов неизвлекаемой компоновки

Рассмотрим существующие на сегодняшний день запатентованные конструкции нижних элементов компоновки, в частности не только долота-башмаки при технологии бурения скважин на обсадной колонне, но и колонные башмаки, вибробашмаки и т.д. и представим патентный ландшафт, не претендуя на полноту охвата (рисунок 2.28) [10, 11, 13, 15, 16, 20, 85-87].

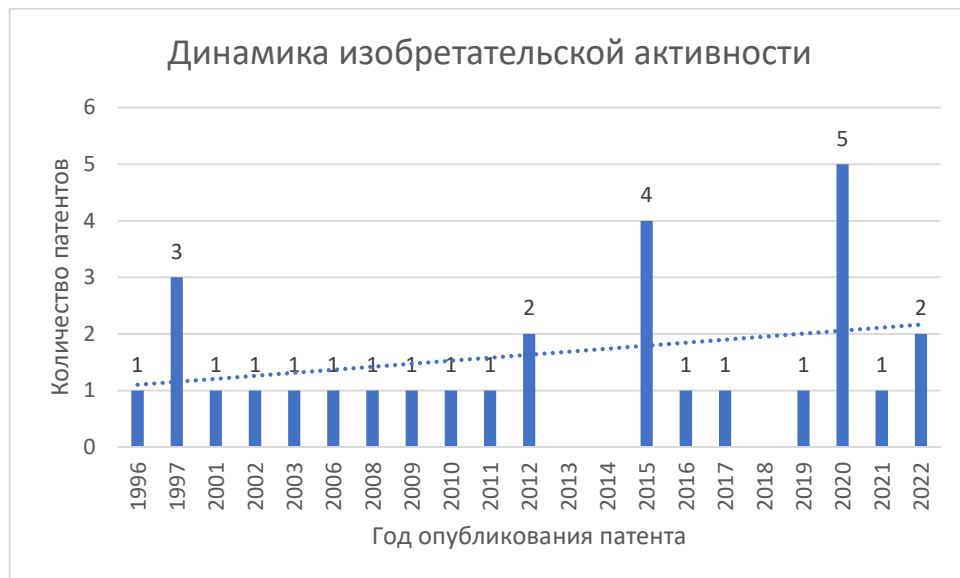


Рисунок 2.28 – Динамика изобретательской активности

Динамика изобретательской активности с указанием количества поданных заявок за определенный год представлена на рисунке 2.28, на котором виден резкий скачок подачи заявок с 1996 по 1998 года, затем с 2001 по 2011 стабильное патентование, с 2011 по 2012 наблюдается рост патентования, с 2013 по 2014 отсутствие патентов, в 2015 резкий скачок, 2016 по 2017 стабильное патентование, 2018 отсутствие патентов, и с 2019 по 2021 резкий скачок подачи заявок, в 2022 рост патентования. Далее выявим ключевые компании, имеющие разработки патентов нижних элементов неизвлекаемой компоновки при технологии бурения скважин на обсадной колонне [22].

Круговая диаграмма на рисунке 2.29 разбита на сектора разного цвета в зависимости от заявителя/патентообладателя. Размер сектора определяется количеством заявок на получение патентов и патентов, в которых присутствуют указанные заявители/патентообладатели. Данная диаграмма позволяет сделать вывод о том, какие компании или организации наиболее интенсивно развивают анализируемую технологию бурения нефтяных и газовых скважин на обсадной колонне. Лидером в патентообладании является компания ПАО «Татнефть», компания ООО «Буринтех» занимает второе место.

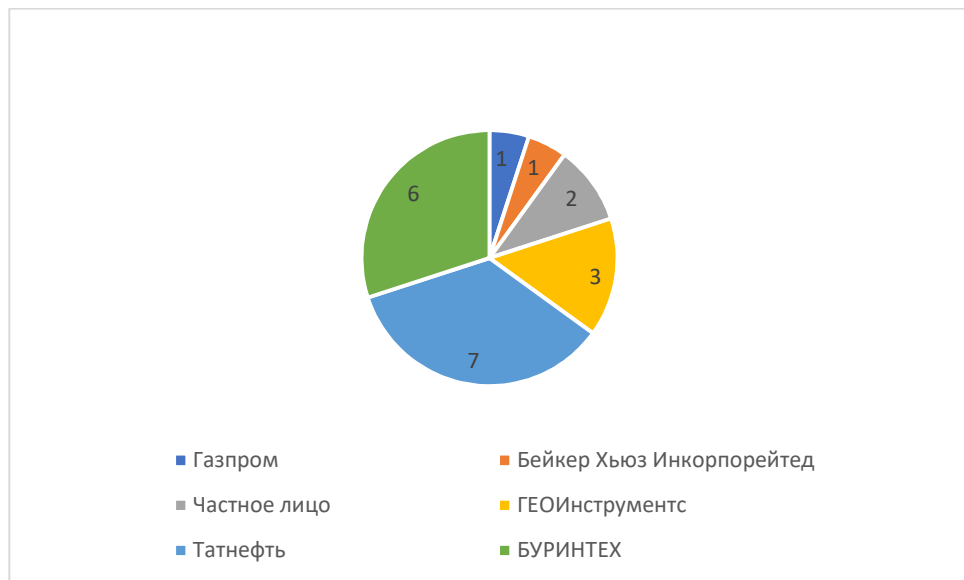


Рисунок 2.29 – Наиболее крупные заявители/патентообладатели

Таким образом, из приведённого патентного ландшафта нижних элементов неизвлекаемой компоновки, видно, что проблема качественного строительства скважин является актуальной и многие компании интенсивно работают в направлении развития технологии бурения скважин на обсадной колонне с нижними элементами неизвлекаемой компоновки низа бурильной колонны для предупреждения осложнений и улучшения дохождения обсадной колонны до заданной длины ствола, необходимы дальнейшие исследования и разработки в данной области [12, 22, 53-55, 88, 89, 112, 114-116].

### 2.3 Мировой опыт технологии бурения скважин на обсадной колонне

Известен большой опыт в строительстве скважин с применением технологии бурения нефтяных и газовых скважин на обсадной колонне зарубежных компаний Weatherford, Tesco, Mobil, Atlas Copco, LUKOIL Overseas и Halliburton [19, 52, 57, 102, 105, 118-127].

К примеру, в американском патенте на долото обсадной колонны и расширительное долото обсадной колонны можно увидеть концевые инструменты обсадной колонны, используемые «для бурения на обсадной колонне» [48] и расширения (рисунок 2.30) [4, 31].

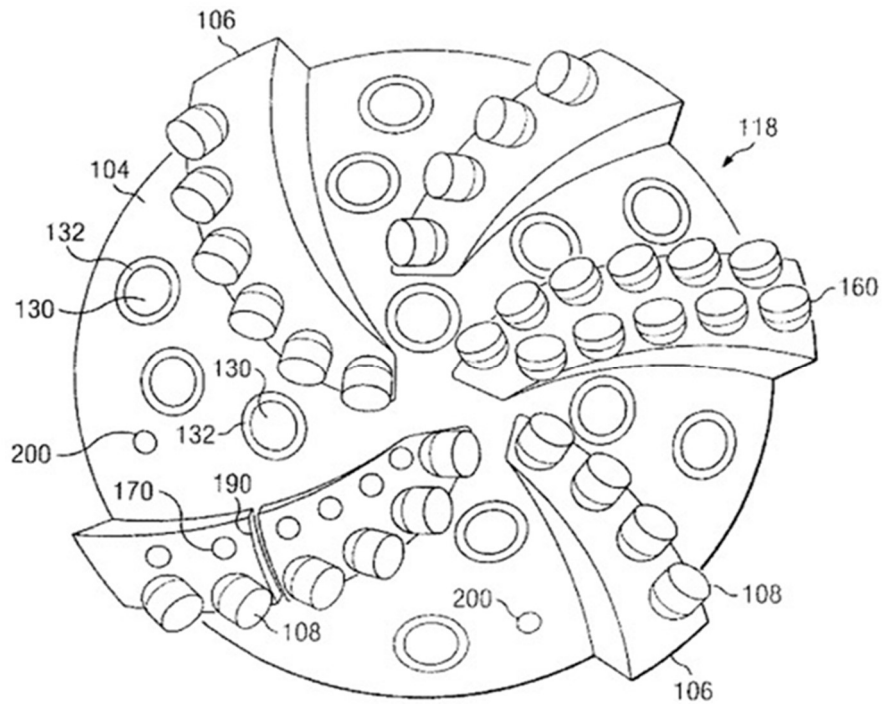


Рисунок 2.30 – Долото обсадной колонны и расширительное долото обсадной колонны [39]

На рисунке 2.31 представлено разбуриваемое долото компании Smith Bits. Корпус в нем из легкоразбуриваемого сплава. Технология широко применяется в Сибири [32, 51].



Рисунок 2.31 – Долото из разбуриваемого сплава Direct XCD производства Smith Bits, группы Шлюмберже [106]

## 2.4 Опыт применения ПАО «Татнефть» технологии бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом с раздвижными лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ»

С начала 2017 г. в ПАО «Татнефть» были проведены опытно-промысловые испытания технологии бурения на обсадной колонне, в интервале под кондуктор диаметром 244,5 мм. Основной задачей было выявление целесообразности применения при прохождении верхних проблемных участков, связанных с полным уходом и многочисленными проработками. Глубина бурения под кондуктор диаметром 244,5 мм составляет 300...450 м и ствол являлся вертикальным. Применялась неуправляемая компоновка низа обсадной колонны (КНБК) с долотом 295,3 мм с раздвигающимися лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ» (Рисунок 2.32). Обсадной трубой была выбрана колонна с премиальной резьбой ТМКQX с максимальным крутящим моментом до 42 кН\*м. Способ передачи крутящего момента – верхний силовой привод (ВСП). Обсадная колонна соединялась с ВСП с использованием специальных переводников, изготовленных в необходимом количестве. Вращающиеся центраторы не устанавливались [41, 95, 105,111].



Рисунок 2.32 – Долото 295,3 мм с раздвигающимися лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ» [40]

Основные параметры режима: нагрузка на долото 2-10 тн; частота вращения 40-120 об/мин; расход промывочной жидкости 30-55 л/с. Механическая скорость

составила 20 м/ч. После вскрытия зон с полным поглощением промывочной жидкости производилось снижение расхода жидкости до 16 л/с. Проведенный анализ по соседним скважинам показал снижение продолжительности бурения интервала 0-300 м (рисунок 2.33) в среднем от 10 ч до 3 сут.

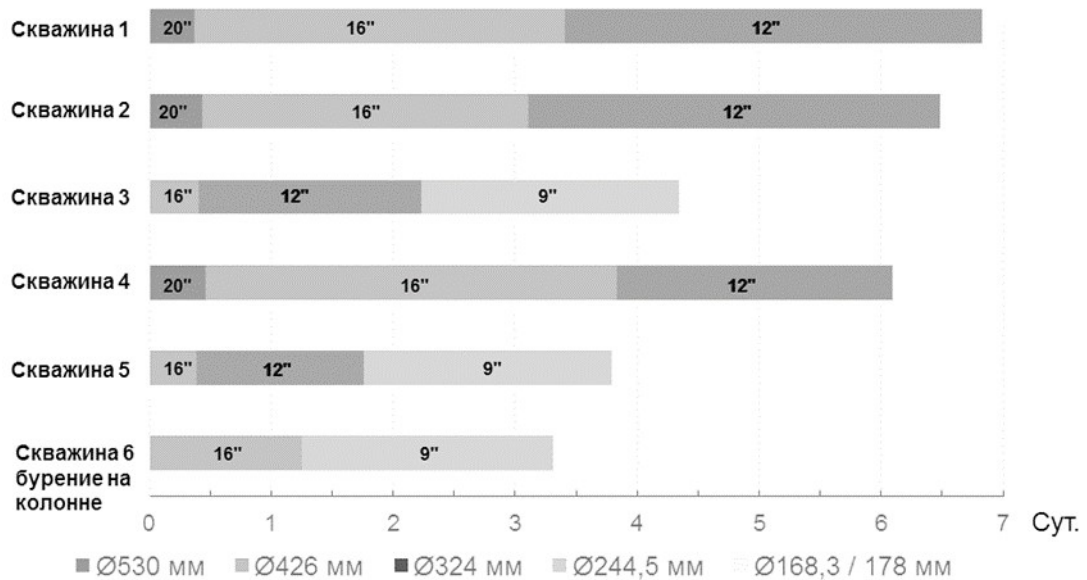


Рисунок 2.33 – Анализ продолжительности бурения скважин на кусте интервала 0-300 м (на скважине № 6 интервал пробурен на обсадной колонне, без учета разбуривания долота обсадной колонны) [95]

Были получены положительные результаты по снижению продолжительности бурения интервала 0-300 м (рисунок 2.33) в среднем от 10 ч до 3 сут в сравнении с соседними скважинами. Однако, также было указано о необходимости оптимизации или снижения сопутствующих затрат, подбирать долота обсадной колонны с лучшими показателями. Поэтому вопрос разработки технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом-башмаком является актуальным в современном бурении и требует дальнейших исследований [43, 44, 46, 52, 58-60, 88, 92, 95, 113, 117].

## **2.5 Разработка технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с неизвлекаемым долотом-башмаком с убираемыми из рабочей зоны лопастями**

В нижнем элементе неизвлекаемой компоновки низа бурильной колонны при применении технологии бурения скважин на обсадной колонне, в долоте с раздвижными лопастями, при активации давлением лопасти часто не раскрываются и/или заклинивают при раскрытии и происходит осложнение, которое необходимо устранять [58]. Причина осложнения кроется в конструкции долота, которая не позволяет осуществить «технология бурения на обсадной колонне. Данное» [93] осложнение влечет за собой финансовые затраты на его устранение и увеличение времени строительства скважины. Для снижения времени строительства и устранения осложнения необходимо разработать технико-технологические и методические решения «для бурения на обсадной колонне» [48] с ДБРЛ [14, 29, 30, 34-36, 42].

На кафедре БНГС Альметьевского государственного нефтяного института было разработано и запатентовано ДБРЛ [61]. Корпус выполнен с направляющими винтовыми канавками для открытия и ориентации раздвижных лопастей по направляющим винтовым канавкам для значительного снижения затрачиваемых усилий при полном открытии раздвижных лопастей долота-башмака, их перемещения и ориентации по направляющим винтовым канавкам корпуса [24]. При последующем цементировании обсадной колонны долото-башмак используется в качестве центриатора [23].

Рассмотрим составные элементы долота-башмака (рисунок 2.34, а), б)), который состоит из корпуса 1 с присоединительной резьбой (для соединения с элементами стандартной КНБК) и центральным каналом, промывочными отверстиями 2 для промывочной жидкости и раздвижными лопастями 3, оснащенными резцами PDC 4. Корпус 1 содержит направляющие винтовые канавки 5 (Рисунок 2.34, б)), которые служат для ориентации и полного открытия раздвижных лопастей 3 по данным канавкам 5 [24, 28].

На рисунке 2.34:



- а) представлено долото-башмак в транспортном положении;
- б) обозначен разрез А-А;
- в) показано долото-башмак с функцией центратора.

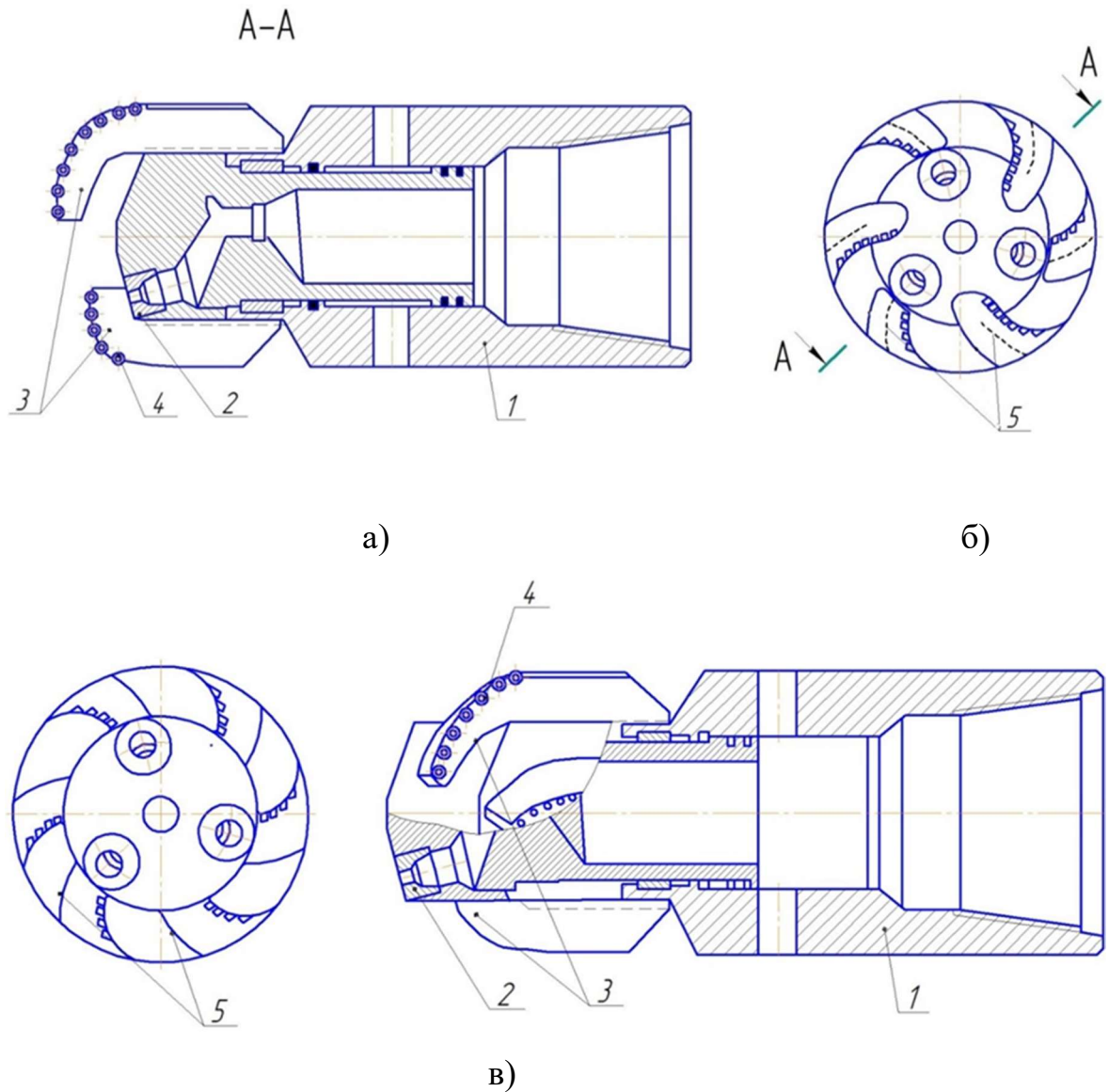


Рисунок 2.34 – Долото-башмак в транспортном положении (а) и б)), в рабочем положении (с функцией центратора) (в))

«Технология бурения на обсадной колонне» [48] с нижним элементом неизвлекаемой компоновки низа бурильной колонны производится следующим образом.

Корпус 1 долота-башмака с помощью присоединительной резьбы соединяют с элементами КНБК на устье скважины и КНБК плавно спускают в скважину, соблюдая осторожность при прохождении через стол ротора и устьевое оборудование, так как выступающие края могут повредить калибрующую поверхность и

вооружение долота, при этом раздвижные стальные лопасти 3 находятся в закрытом состоянии (Рисунок 2.34, а)).

После дохождения до забоя, когда долото-башмак коснулось забоя, обычно резко возрастает крутящий момент, при этом приподнимают долото-башмак над забоем на 1,5-2 метра, при сохранении полной циркуляции и низкой частоты вращения в течение приблизительно 5-10 минут для очистки забоя скважины.

Далее начинают бурение с нагрузкой не более 1000 кг до формирования нового профиля забоя - 30-60см. Прирабатывают долото-башмак на щадящих режимах бурения на дистанции 2-3 м. Добавляют нагрузку на долото по 0.5-1 тонне до допустимой, сохраняют постоянную нагрузку в равные интервалы времени (5...10 мин). Подбирают оптимальные параметры режима бурения: нагрузку на долото-башмак, подачу промывочной жидкости, количество оборотов с целью получения максимальной механической скорости. Оптимальной является нагрузка на долото-башмак, при которой было пробурено максимальное количество метров в определённый интервал времени, в частности эти значения нагрузки на долото-башмак и скорости вращения бурильной колонны определяются только для конкретных условий бурения и могут непрерывно применяться только в сходных горно-геологических условиях. Начальная величина скоростей вращения бурильной колонны обычно берется из данных по проходке предыдущих скважин в сходных горно-геологических условиях, либо берется минимальное значение рабочих характеристик, указанных в спецификации.

Максимальное значение нагрузки на долото-башмак обычно берется из наибольших значений рабочих характеристик, указанных в спецификациях или исходя из реального веса применяемых утяжеленных бурильных труб (УБТ), либо из максимально допустимых значений, определяемых другими условиями бурения (искривление ствола, вибрации и т.п.). Так, например, в условиях компании ПАО «Татнефть» бурение проводят со следующими параметрами:

- механическая скорость 20 м/ч;
- нагрузка 2...10 тн;
- частота вращения 40...120 об/мин;

– расход промывочной жидкости 30...55 л/с.

После вскрытия зон с полным поглощением промывочной жидкости проводят снижение расхода жидкости до 16 л/с. Под действием осевой нагрузки и крутящего момента резцы PDC 4 разрушают породу, которая выносится на поверхность через зазоры между стенками скважины и наружной поверхностью корпуса 1 промывочной жидкостью, нагнетаемой через промывочные отверстия 2 в корпусе 1. При этом породоразрушающий инструмент-раздвижные стальные лопасти 3 контактируют со стенками скважины, обеспечивая надежную центровку инструмента в скважине и сохранение заданного направления бурения.

После достижения проектного забоя скважины состоит в активации долота-башмака путем сброса пластикового шара и поднятия давления с помощью агрегата ЦА-320 для раздвижения стальных лопастей 3 долота-башмака. Раздвижные стальные лопасти 3 перемещаются и ориентируются по направляющим винтовым канавкам 5, что значительно снижает затрачиваемые усилия и облегчает открытие долота-башмака. В дальнейшем при последующем цементировании обсадной колонны долото-башмак используется как центратор. Процесс цементирования колонны производится по традиционной технологии. После ожидания «затвердевания цемента (ОЗЦ) и монтажа превентора производится спуск компоновки на бурительных трубах с долотом PDC для разбуривания цементного» [48] камня и последующего бурения.

## 2.6 Выводы по Главе 2

1. Мировой опыт и опыт ПАО «Татнефть» применения долота-башмака с раздвигающимися лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ» показывают целесообразность разработки технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с ДБРЛ исключаящие осложнения, с лучшими показателями и является актуальным в современном бурении и требует дальнейших исследований.

2. Обзор исследований, направленных на разработку технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с

ДБРЛ с убираемыми из рабочей зоны лопастями показал значительное количество разработок башмаков, а также их современные конструкции.

3. Разработаны технико-технологические и методические решения для бурения на обсадной колонне с ДБРЛ.

### ГЛАВА 3 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОЛОТА-ПРОТОТИПА И НЕИЗВЛЕКАЕМОГО ДОЛОТА-БАШМАКА С УБИРАЕМЫМИ ИЗ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ЛОПАСТЯМИ.

#### 3.1 Теоретические исследования долота-прототипа и неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями в разработанных технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне

В качестве прототипа рассматривается обычное долото с раздвигающимися под углом 90 градусов лопастями, которое нашло широкое применение в технологии бурения на обсадной колонне [86]. Рассчитаем давление для раздвижения концов лопастей долота - прототипа. При своём движении вправо, центральный узел напирает на лопасть долота (Рисунок 3.1)

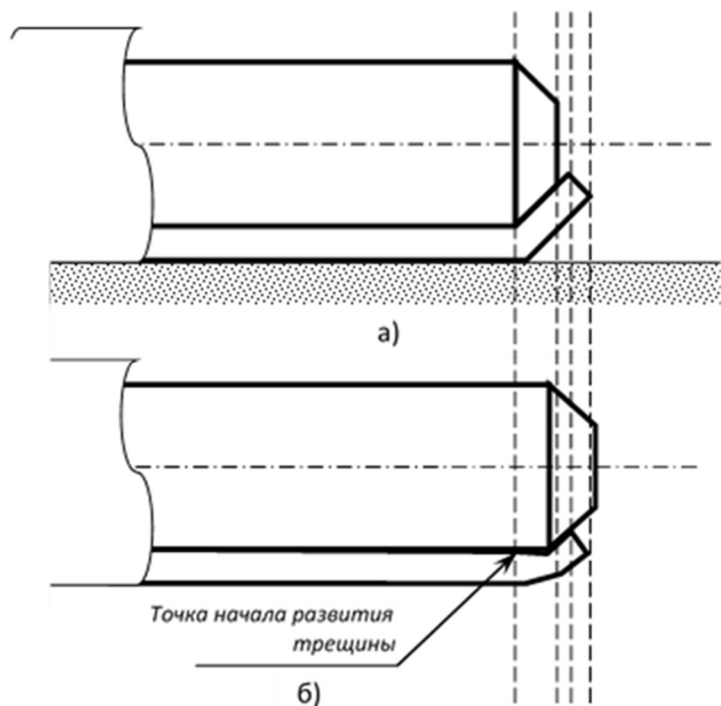


Рисунок 3.1 – Схема перемещения центрального узла с раздвижением (сломом) лопастей, где, а – исходное положение центрального узла; б – положение после перемещения вправо

В результате, изогнутый конец лопасти начинает "выпрямляться", но, поскольку, основная часть лопасти жёстко опёрта на породу, то конец лопасти не раздвигается, а должен отламываться в месте своего соединения с основной ча-

стью лопасти. На рисунке 3.1 это место отмечено стрелкой с указанием "точка начала развития трещины". В этом отламывании и кроется основной недостаток прототипа, поскольку сломанные концы лопастей могут намертво заклинить центральный узел, препятствуя продвижению центрального узла на расчётную длину [25, 26].

Рассчитаем усилие  $|\vec{F}|$ , необходимое для продвижения центрального узла с отламыванием шести лопастей долота. На рисунке 3.2 приведена схема приложения сосредоточенной силы  $\vec{F}$ , которая разлагается на две составляющие:

- равномерно распределённую нагрузку  $\vec{q}$ , действующую по нормали к поверхности контакта конца лопасти долота с конической частью центрального узла;
- касательную составляющую  $\vec{\tau}$ , действующую вдоль поверхности контакта.

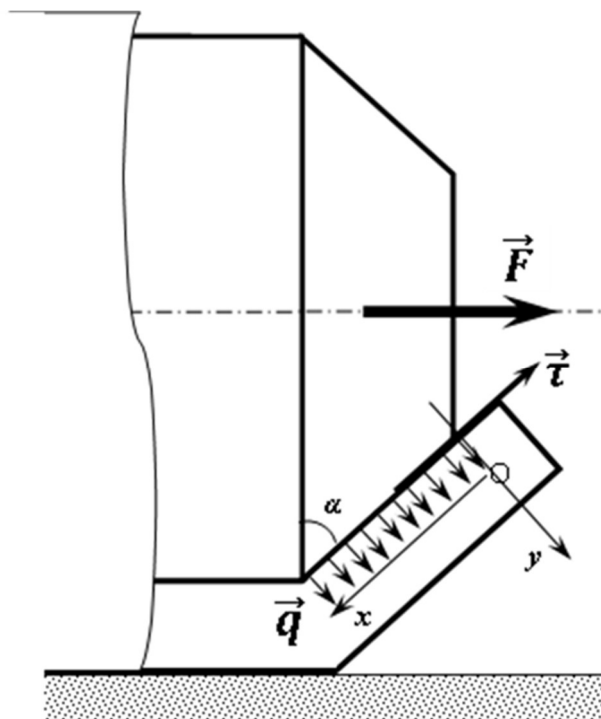


Рисунок 3.2 – Схема приложения сосредоточенной силы на лопасть долота с разложением на составляющие по нормали и по касательной

Действие нагрузки  $\vec{q}$  на конец лопасти можем рассматривать как известную задачу о равномерно нагруженной консольной балке (рисунок 3.3). Тогда поперечную силу  $Q_x$  (3.1) в зависимости от расстояния  $x$  от свободного конца балки можно записать в виде:

$$Qx = -q \cdot x, \quad (3.1)$$

А изгибающий момент  $Mx$  (3.2) в сечении, расположенном на том же расстоянии  $x$  от свободного конца балки будет

$$Mx = -q \cdot \frac{x^2}{2}, \quad (3.2)$$

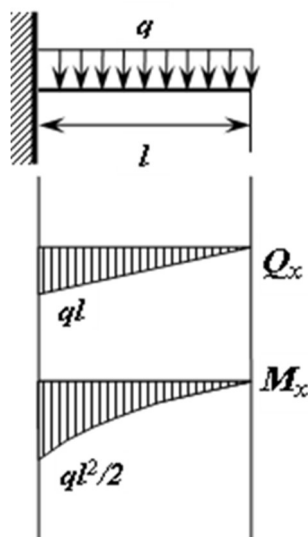


Рисунок 3.3 – Эпюры  $Q_x$  и  $M_x$

Наибольшие по модулю нормальные напряжения  $\sigma_{\max}$  (3.3, 3.4) достигаются в точках сечения наиболее удалённых от нейтральной оси  $Ox$ , при  $|y| = y_{\max}$ :

$$\sigma_{\max} = \frac{|M_x| \cdot y_{\max}}{I_x} = \frac{|M_x|}{W_x}, \quad (3.3)$$

где  $W_x$  – момент сопротивления сечения при изгибе (осевой момент сопротивления) для сечения прямоугольной формы определяется как  $W_x = \frac{bh^2}{6}$ .

Следовательно,

$$\sigma_{\max} = \frac{6 \cdot |M_x|}{bh^2}, \quad (3.4)$$

Поскольку  $\tau_{\max}$  заведомо меньше, чем  $\sigma_{\max}$ , то ограничимся расчётом значения  $M_x$  (3.5) для предельного  $[\sigma] = 250 \text{ МПа}$ :

$$M_x = \frac{bh^2 \cdot [\sigma]}{6} = 0,05 \cdot 0,032 \cdot 250 \cdot \frac{10^6}{6} = 5250 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (3.5)$$

Тогда на 6 лопастей должна действовать сила  $F$  (3.6) (учитываем также угол при основании конуса  $\alpha = 15^\circ$ )

$$F = Mx \cdot \frac{6}{(0,05 \cdot \cos\alpha)} = 651 \text{ кН}, \quad (3.6)$$

А чтобы создать такое усилие на центральный узел диаметром 0,2м необходимо создать давление жидкости Р (3.7) равное

$$P = \frac{F}{(\pi \cdot 0,12)} = 1,7 \text{ МПа}, \quad (3.7)$$

Соответственно расчетам, для раздвижения лопастей долота-прототипа необходимо давление равное 1,7 МПа. Это давление необходимо максимально снизить, следовательно, разработка ДБРЛ с такой конструкцией лопастей, для которой необходимо меньшее давление для их раскрытия приоритетна [25, 26].

Рассчитаем усилие F, прилагаемое к башмаку ДБРЛ, приводящее к повороту лопастей. На рисунке 3.4 представлена кинематическая схема взаимодействия сил при перемещении башмака ДБРЛ по винтовой линии.

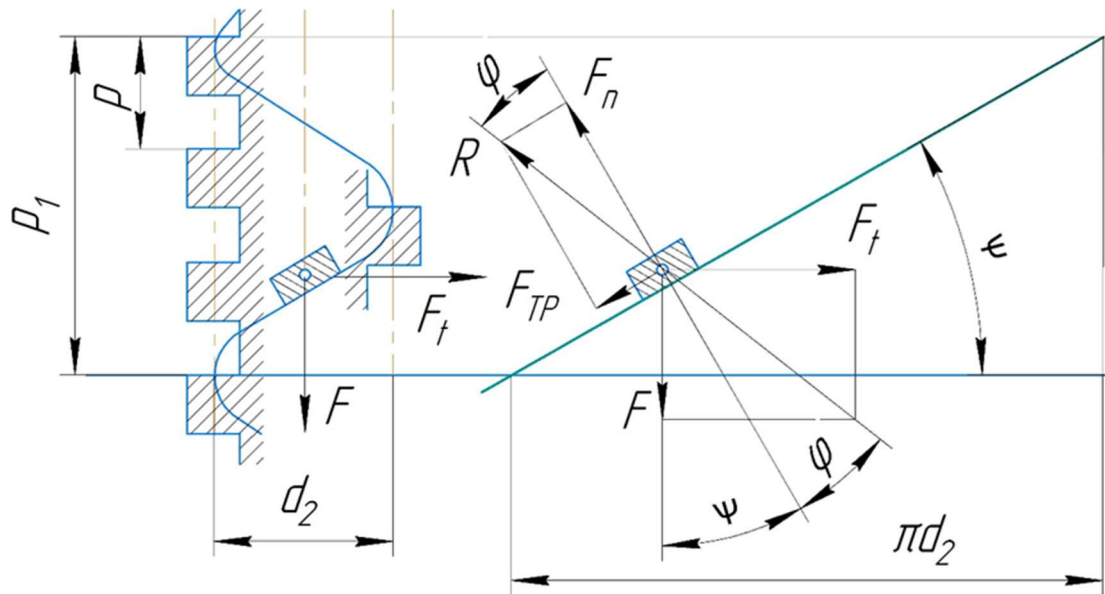


Рисунок 3.4 – Взаимодействие сил между при перемещении башмака ДБРЛ по винтовой линии.

Диаметр ДБРЛ  $d_{\text{дол}}=215,9$  мм.

Крутящий момент находим по следующей формуле (3.8):

$$M_{\text{кр}} = \frac{N}{\omega} \quad (3.8)$$

Откуда угловая скорость вращения  $\omega$  по формуле (3.9):

$$\omega = \frac{\pi n}{30} = 3,14 \frac{100}{30} = 10,5 \text{ с}^{-1} \quad (3.9)$$



И мощность на разрушении горной породы рассчитываем по формуле (3.10):

$$N = (3 \div 4)10PnD = 40 \cdot 10 \cdot 100 \cdot 0,216 = 8,6\text{кВт} \quad (3.10)$$

Крутящий момент  $M_{кр}$  по формуле (3.11):

$$M_{кр} = \frac{8600}{10,5} = 820\text{Нм} \quad (3.11)$$

Таким образом максимальное значение  $W_{\text{макс}}$  (3.12) равно:

$$W_{\text{макс}} = 1,5 \cdot 820 = 1230 \quad (3.12)$$

Угол  $\varphi = \arctg k$ , т.е. арктангенсу от коэффициента трения "сталь по алюминию", примем равным 0,18. Следовательно,  $\varphi = \arctg 0,18 = 11^\circ = 0,2$  рад.

Откуда находим  $F$  (3.13)

$$F = 2 \frac{W_{\text{макс}}}{d^2 \cdot \text{tg}(\psi + \varphi)}, \quad (3.13)$$

где  $\text{tg}(\psi + \varphi)$  (3.14)

$$\text{tg}(\psi + \varphi) = \text{tg}(27^\circ + 11^\circ) = 0,78, \quad (3.14)$$

где  $\varphi$  – угол подъема винтовой линии, равный  $27^\circ$ .

Окончательно,  $F$  (3.15) равна

$$F = 2 \frac{1230}{0,158 \cdot 0,78} = 19942\text{Н} \quad (3.15)$$

А чтобы создать такое усилие  $P$  (3.16) на обсадную колонну с внутренним диаметром  $d$  равный 0,148м необходимо создать давление жидкости равное

$$P = \frac{4 \cdot F}{(\pi \cdot d^2)} = \frac{19942}{3,14 \cdot 0,148^2} = 1,16\text{МПа} \quad (3.16)$$

Таким образом разработанная кинематическая схема перемещения башмака ДБРЛ с углом винтовой линии равным  $27^\circ$ , позволяет уменьшить давление бурового раствора, необходимое для перемещения лопастей ДБРЛ из рабочего в положение центратора низа обсадной колонны до 1 МПа [25, 26, 48].

### 3.2 Моделирование работы долота-прототипа и неизвлекаемого долота-башмака, используемого в технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне

В лаборатории фундаментальных проблем нефтегазовой геофизики и геофизического мониторинга ФГБУН Институт Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук было проведено 3D моделирование работы долота прототипа и работы предложенного неизвлекаемого долота-башмака в технико-технологических и методических решениях «для бурения на обсадной колонне» [48] с неизвлекаемым долотом-башмаком в программе SIMULIA Abaqus.

Abaqus это программный комплекс высокого уровня. Относится к области конечно-элементных прочностных расчетов. SIMULIA – универсальная среда моделирования, позволяет провести реальное моделирование конструкций.

Исходя из моделирования долота-прототипа на рисунке 3.5 видно, что наибольшие напряжения возникают на концах лопастей ( $S=+6,411e+05$ , т.е.  $S=20\text{МПа}$ ), которые должны раскрываться под углом 90 градусов, что подтверждает проведенные ранее теоретические исследования, где  $S$  (напряжение фон Мизеса – оценка всех напряжений, действующих на долото, с учетом нормальных напряжений в обоих направлениях ( $x$  и  $y$ ) и напряжения сдвига) все данные описать и сколько усилие составляет

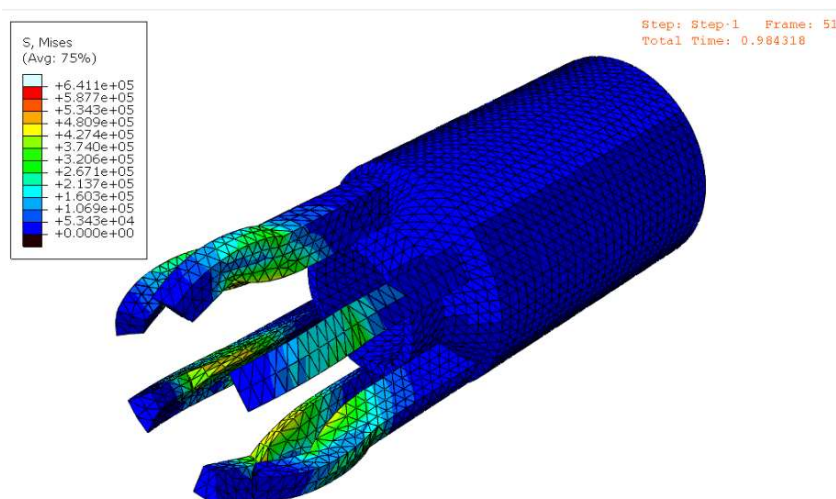


Рисунок 3.5 – Моделирование работы долота прототипа с лопастями, раскрывающимися под углом 90 градусов

Исходя из моделирования долота-прототипа на рисунке 3.6 видно, что наибольшие напряжения возникают на концах лопастей ( $S=+6,411e+0,5$ , т.е.  $S=20\text{МПа}$ ), которые должны раскрываться под углом  $90$  градусов, что подтверждает проведенные ранее теоретические исследования.

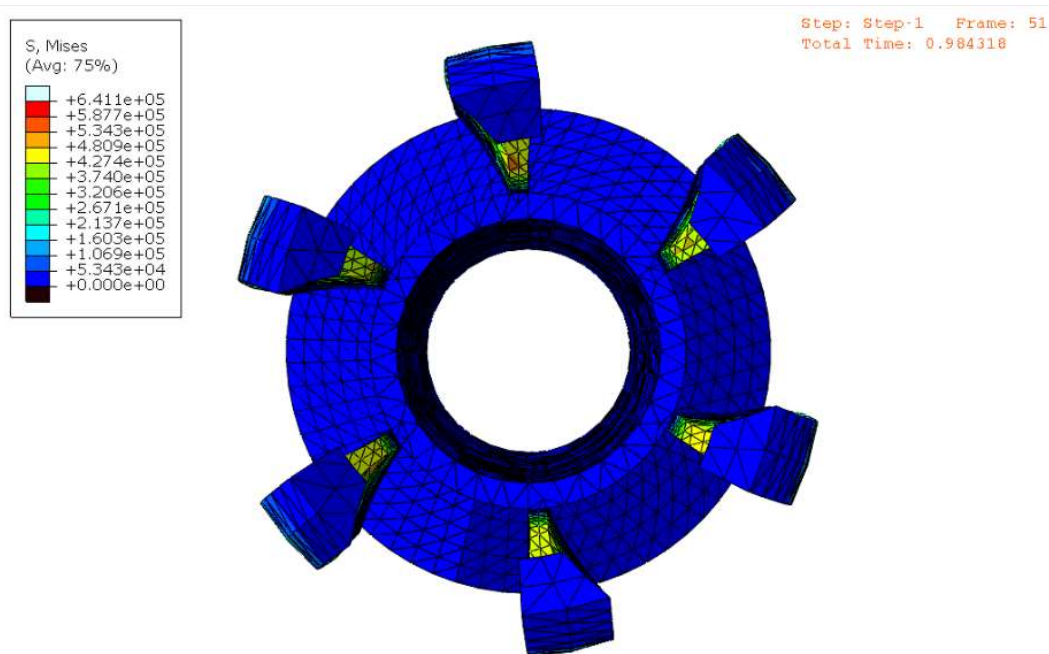


Рисунок 3.6 – Моделирование работы долота прототипа с лопастями, раскрываемыми под углом  $90$  градусов, вид с торца

На кафедре БНГС Альметьевского Государственного Нефтяного Института было усовершенствовано данное долото-прототипа, разработано и запатентовано неизвлекаемое долото-башмак с убираемыми из рабочей зоны лопастями.

Из моделирования неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями для бурения скважин на обсадной колонне на рисунке 3.7 видно, что при снижении угла наклона винтовой линии, наблюдаются значительно меньшие величины напряжения ( $S=+2,683e+0,5$ , т.е.  $S=137\text{кПа}$ ), что подтверждает проведенные ранее теоретические исследования.

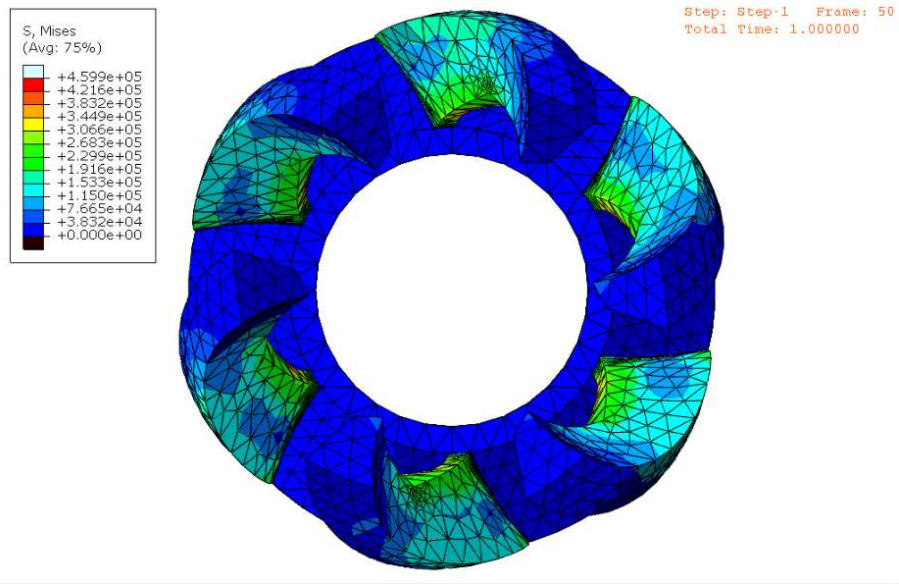


Рисунок 3.7 – Моделирование работы неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями

Из моделирования неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями для бурения скважин на обсадной колонне на рисунке 3.8 видно, что при снижении угла наклона винтовой линии, наблюдаются значительно меньшие величины напряжения ( $S=+2,683e+0,5$ , т.е.  $S=137\text{кПа}$ ), что подтверждает проведенные ранее теоретические исследования.

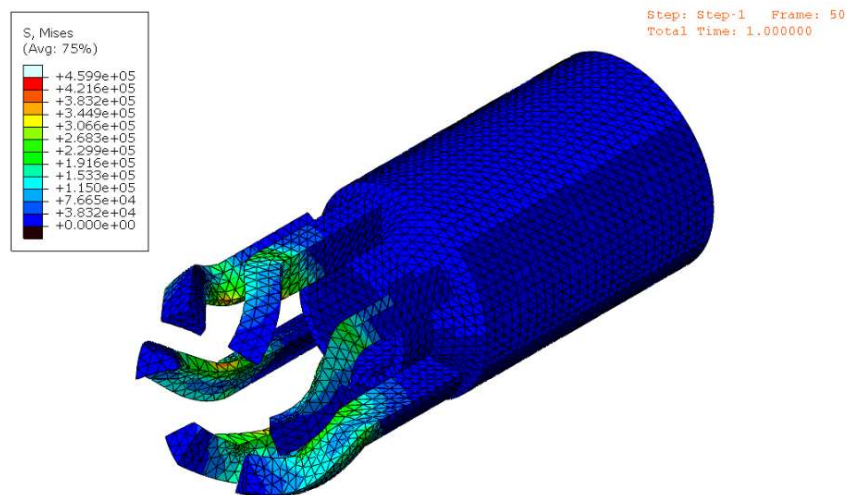


Рисунок 3.8 – Моделирование работы неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями

3D-моделирование, проведенное в программе SIMULIA Abaqus неизвлекаемого долота-башмака в технико-технологических и методических решениях «для бурения на обсадной колонне» [48], подтверждает проведенные ранее теоретические исследования. При снижении угла наклона винтовой линии, наблюдаются значительно меньшие величины напряжения  $S=+2,683e+0$ , т.е.  $S=137\text{кПа}$ . Усилие необходимое для поворота шести лопастей долота по направляющим винтовым канавкам при раскрытии лопастей долота-башмака, в сравнении с усилием, необходимым для поворота шести лопастей долота, раскрывающихся под углом 90 градусов по отношению к стенкам скважины снижено в 150 раз.

### 3.3 Анализ теоретических исследований неизвлекаемого долота-башмака в разработанных технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне

Анализ теоретических исследований неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями в технико-технологических и методических решениях «для бурения на обсадной колонне» [48] выявил зависимость давления, необходимого для поворота лопастей долота-башмака от угла винтовой пары (рисунок 3.9). Таким образом, чем больше угол винтовой пары, тем ниже давление, необходимое для поворота лопастей.

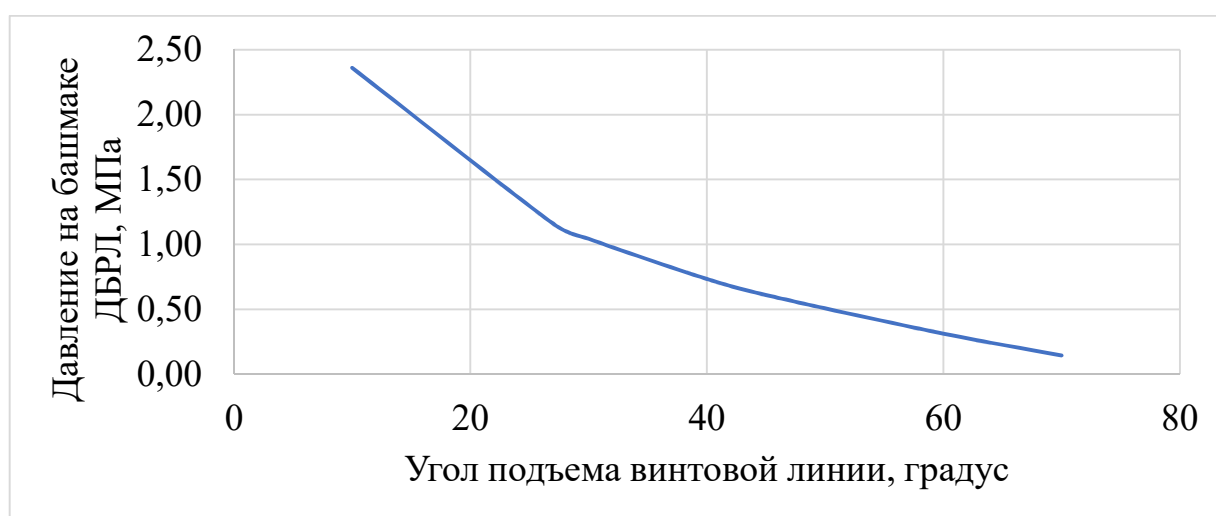


Рисунок 3.9 – График зависимости давления, продвижения башмака ДБРЛ от угла подъема винтовой линии

Выявлена зависимость давления бурового раствора, необходимого для продвижения лопастей ДБРЛ от угла винтовой линии (винтовая линия – это линия, по которой перемещаются башмак ДБРЛ) (рисунок 5), который показал, что чем больше угол, тем больше давление, необходимое для их перемещения.

### 3.4 Выводы по Главе 3

1. Таким образом, по теоретическим расчетам получено, что для перемещения башмака, приводящее к повороту лопастей ДБРЛ необходимо усилие, равное 20 кН.

2. При снижении угла подъема винтовой линии, наблюдаются значительно меньшие величины напряжения  $S=+2,683e+0$ , т.е.  $S=137\text{кПа}$ , что подтвердило 3D-моделирование эксплуатации ДБРЛ в технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне, проведенные ранее теоретические исследования., проведенное в программе SIMULIA Abaqus.

3. Доказано, что снижение усилия необходимого для продвижения башмака по винтовой линии с целью раскрытия лопастей ДБРЛ позволит исключить нераскрытие и/или заклинивание лопастей, что даст возможность избежать финансовых затрат на устранение осложнения и снизит время строительства скважины.

4. Анализ теоретических исследований ДБРЛ в технико-технологических и методических решениях для бурения на обсадной колонне выявил зависимость давления, необходимого для продвижения башмака по винтовой линии с целью раскрытия лопастей ДБРЛ от угла подъема винтовой линии.

## ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ НЕИЗВЛЕКАЕМОГО ДОЛОТА-БАШМАКА С УБИРАЕМЫМИ ИЗ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ЛОПАСТЯМИ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ НА БАЗЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ООО «ПЕРЕКРЫВАТЕЛЬ» И СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ

### 4.1 Моделирование работы неизвлекаемого долота-башмак с убираемыми из рабочей зоны лопастями и разработка конструкторской документации

В процессе разработки конструкции ДБРЛ были внесены изменения, в частности лопасти видоизменились. ДБРЛ состоит из корпуса, башмака, который изготовлен из разбуриваемого материала, лопастей (рисунок 4.1). Лопасти закреплены на корпусе при помощи шпильки и гайки. Гайка зафиксирована при помощи штифта, что предотвращает произвольное движение винта и гайки вдоль паза на лопасти корпуса. Винт имеет участок квадратного сечения, которым садится в паз такого же квадратного сечения на лопасти корпуса, что предотвращает произвольное вращение винта вокруг собственной оси. Также на башмаке установлен ограничитель.

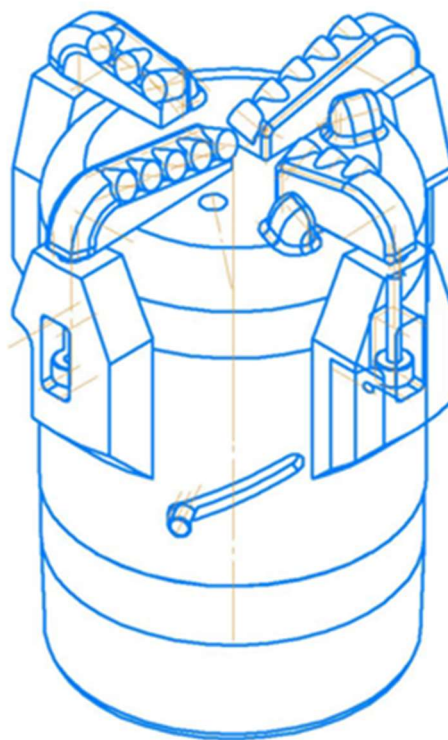


Рисунок 4.1 – Неизвлекаемое долото-башмак с убираемыми из рабочей зоны лопастями (ДБРЛ), транспортное положение

ДБРЛ работает следующим образом. Собирается КНБК на устье скважины. Производится бурение скважины, выдерживая режимы согласно программе бурения. После достижения проектного забоя приподнимается ДБРЛ над забоем и произвести промывку от шлама путем подачи бурового раствора. После этого сбросить шар. При посадке шара на седло зафиксировать резкий рост давления. При дальнейшем подъеме давления зафиксировать срез штифтов и отрыв башмака и лопастей от корпуса. При дальнейшей подаче бурового раствора поступательное движение башмака преобразуется в поступательно-вращательное движение из-за движения ограничителя по винтовому пазу на корпусе. При этом упоры на торце башмака будут вращать лопасти, постепенно отводя их к периферии ДБРЛ и освобождая центральную часть для дальнейшего разбуривания. На рисунке 4.2 представлены результаты моделирования работы ДБРЛ.

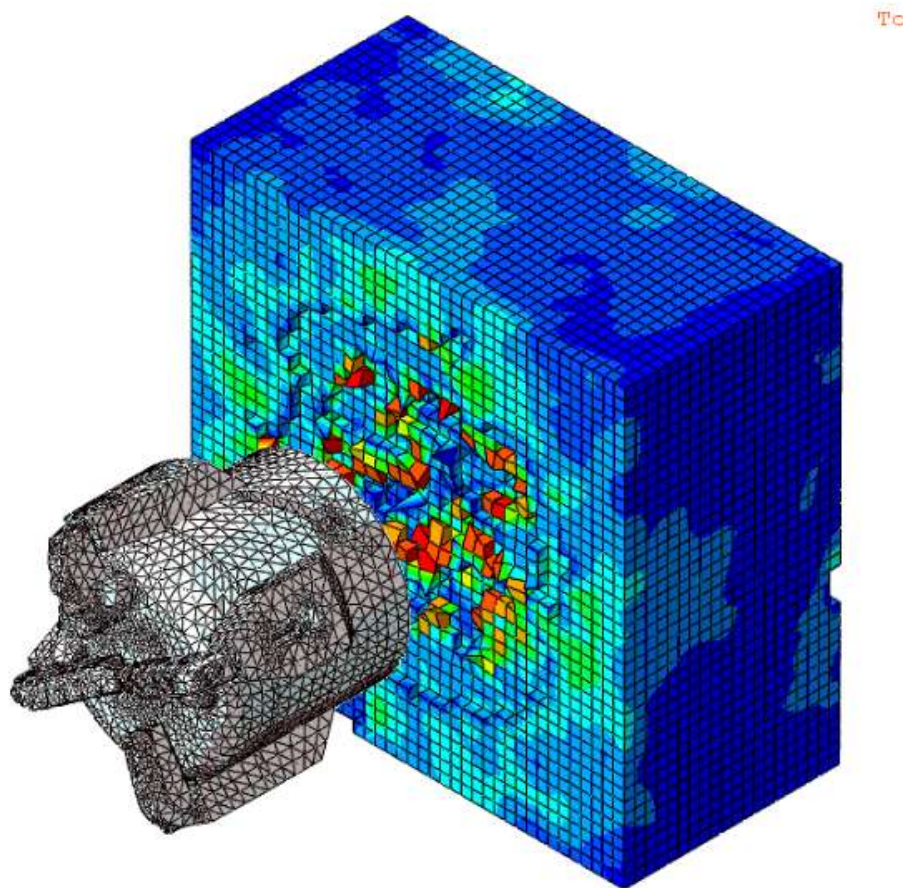


Рисунок 4.2 – Моделирование работы ДБРЛ

Моделирование проведено в программном обеспечении SIMULIA Abaqus, где  $U$  – магнитуа перемещений;  $S$  – напряжения, рассчитанные по Мизесу в Па, лаборатории фундаментальных проблем нефтегазовой геофизики и геофизическо-



го мониторинга ФГБУН Институт Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук.

Из моделирования ДБРЛ на рисунке 4.3 видно, что при снижении угла подъема винтовой линии, наблюдаются значительно меньшие величины напряжения  $S=+2,683e+0$ , т.е.  $S=140\text{кПа}$ , что подтверждает проведенные ранее теоретические исследования.

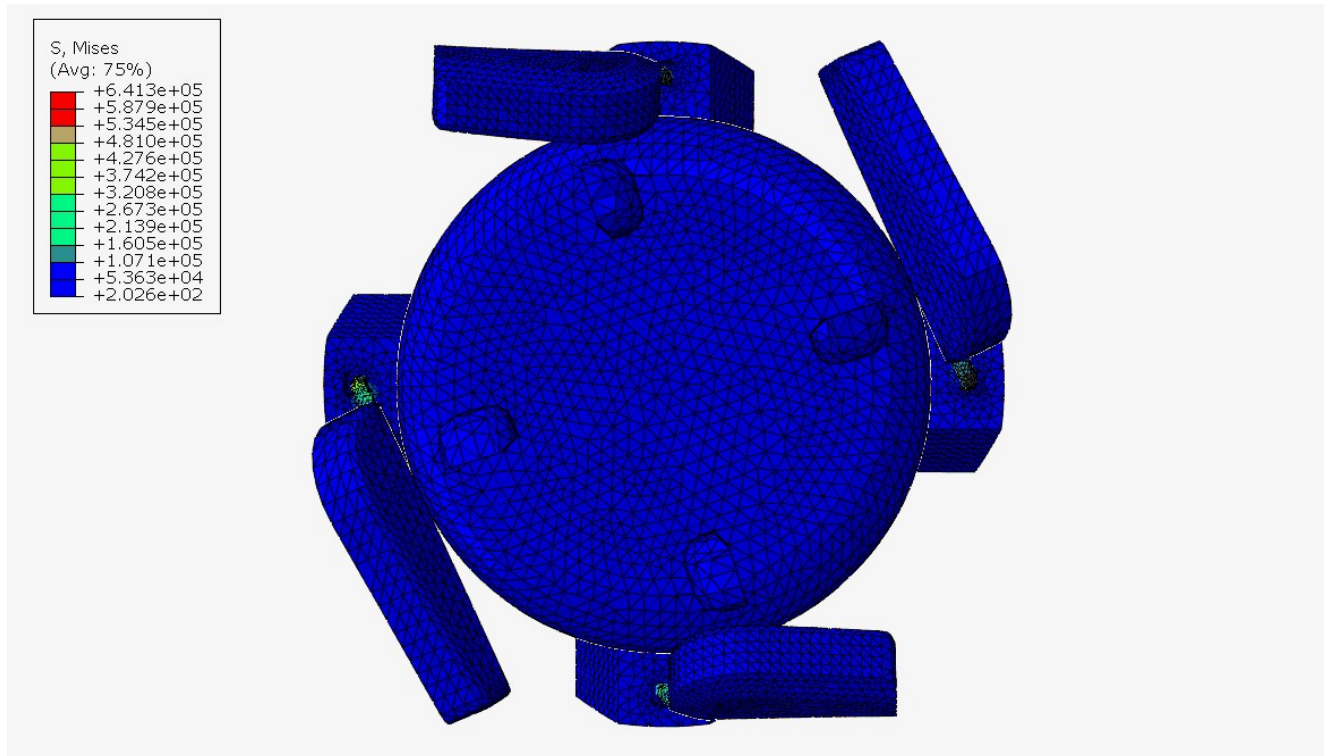


Рисунок 4.3 – Моделирование ДБРЛ после активации

На рисунке 4.4 представлено моделирование ДБРЛ, вид с торца, также видно, что при снижении угла подъема винтовой линии, наблюдаются значительно меньшие величины напряжения  $S=+2,683e+0$ , т.е.  $S=140\text{кПа}$ , что подтверждает проведенные ранее теоретические исследования.

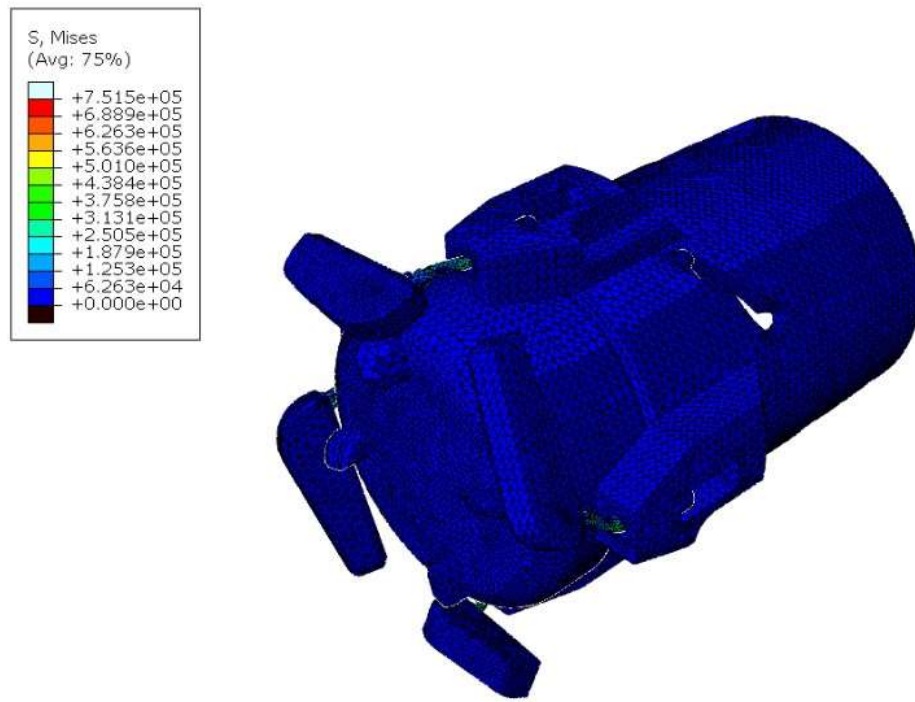


Рисунок 4.4 – Моделирование ДБРЛ после активации, вид с торца

На рисунке 4.5 представлен график напряжений, возникающих на штифте ДБРЛ во временной период его активации.

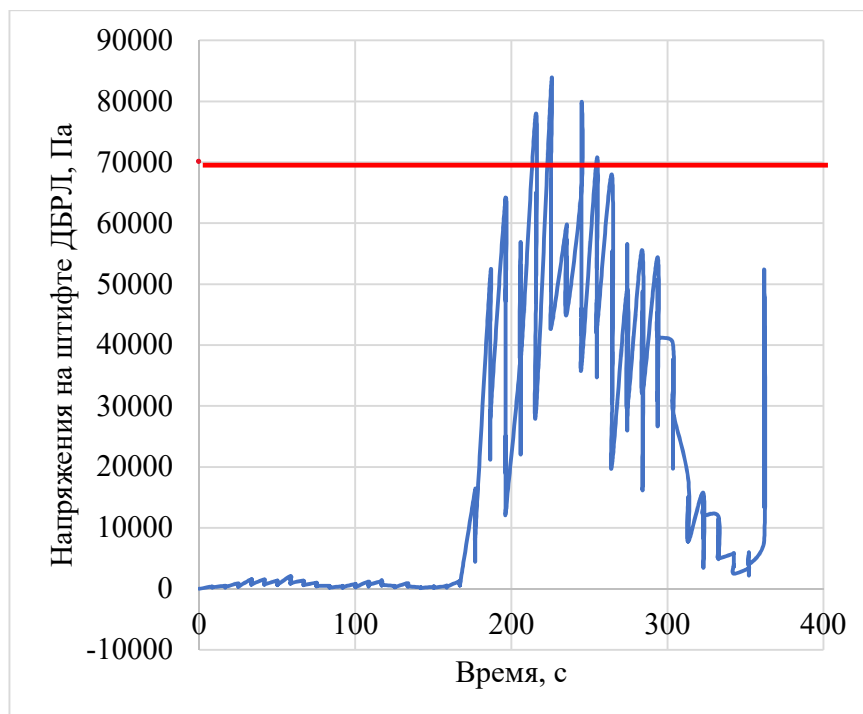


Рисунок 4.5 – Напряжения на штифте ДБРЛ в период активации

При числовом моделировании в программном обеспечении SIMULIA Abaqus пиковые значения напряжения превышают статические в 1,3 раза (рису-

нок 7), что позволяет выбрать материал ограничителя сталь 40ХН, который обеспечивает коэффициент запаса 42%.

На основе выявленной зависимости установлено, что разработанная конструкция ДБРЛ с лопастями долота, поворачивающимися до 90 градусов к стенке скважины, испытывает наименьшие напряжения перемещения при угле винтовой линии 27°.

Конструкция ДБРЛ была усовершенствована. Внесены изменения в конструкцию ДБРЛ, в частности лопасти состоят из двух частей (рисунки 4.6 и 4.7). Часть 1 жестко закреплена на боковой части долота, часть 2 при активации долота начинается поворачиваться к периферии долота.



Рисунок 4.6 – ДБРЛ, общий вид (3D модель)

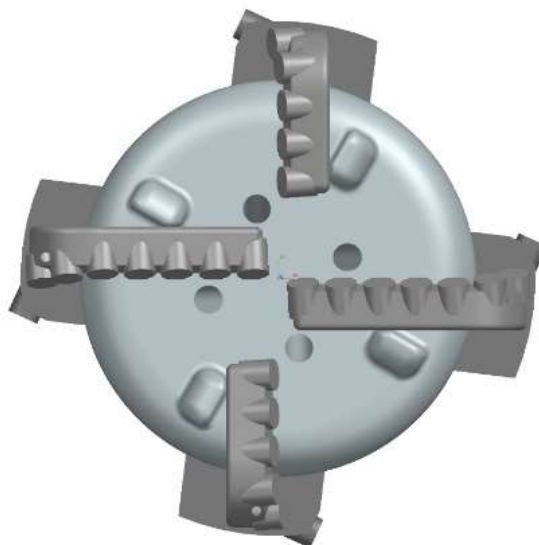


Рисунок 4.7 – ДБРЛ, вид сверху

ДБРЛ состоит из корпуса, башмака, который изготовлен из разбуриваемого материала, лопастей. Лопасти закреплены на корпусе при помощи шпильки и гайки. Гайка зафиксирована при помощи штифта, что предотвращает произвольное движение винта и гайки вдоль паза на лопасти корпуса. Винт имеет участок квадратного сечения, которым садится в паз такого же квадратного сечения на лопасти корпуса, что предотвращает произвольное вращение винта вокруг собственной оси. Также установлен ограничитель. На рисунке 4.8 представлен момент изготовления ДБРЛ.



Рисунок 4.8 – Момент изготовления ДБРЛ

ДБРЛ изготовлено с предварительной обработкой на трубонарезном станке, последующей токарной и фрезерной обработкой на 5-осевом обрабатывающем центре Mazak INTEGREX I-400. Корпус и плашки изготовлены из стали 40ХН, с последующей термообработкой (закалка + высокотемпературный отпуск), центральная часть из дюралюминия Д16Т.

## 4.2 Стендовые испытания усовершенствованного неизвлекаемого долота-башмак с убираемыми из рабочей зоны лопастями на базе предприятия ООО «Перекрыватель»

### 4.2.1 Схема испытательного стенда на базе ООО «Перекрыватель»

Конструкция испытательного стенда на базе ООО «Перекрыватель» с системой циркуляции жидкости максимально приближена к реальным условиям использования ДБРЛ [48].

Установка испытательного стенда Гидроиспытания УГ-1 состоит замкнутой системы циркуляции: агрегата с насосом 25 РСР-3-60( $P=20\text{МПа}$ ) 1, 2 агрегата дозирующего плунжерного НД 25/400 К24-М1( $P=40\text{МПа}$ , Подача= $6,9 \cdot 10^6(25) \text{ м}^3/\text{с}$  (л/ч)), 5 емкости для рабочей жидкости(вода), 6 обратного клапана, 7 фильтра, 8 дросселя, 9 долота-башмака (рисунок 4.9).

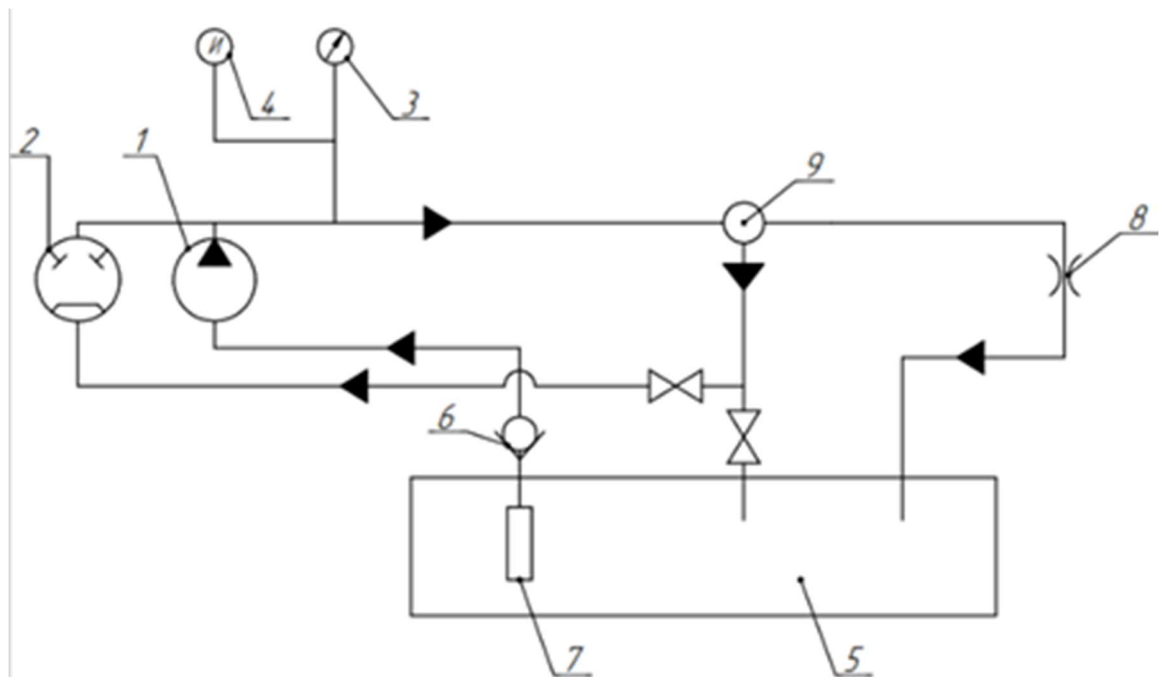


Рисунок 4.9 – Схема установки стенда  
Гидроиспытания УГ-1

Измерительная часть установки стенда Гидроиспытания УГ-1 состоит из 3 манометра ЭКМ-2У (Диапазон измерений 0-25 МПа, класс точности – 1,5, цена деления – 0,5 МПа), 4 манометра самопишущего ДМ-2001 (Диапазон записи избыточного давления 0-1 МПа: класс точности – 1,5) (рисунок 24).

### 4.2.2 Погрешности измерений

Погрешности при проведении испытаний делятся на систематические, случайные и промахи (ошибки). Систематические погрешности возникают из-за конструктивных особенностей измерительных приборов, неточности метода исследования, каких-либо упущений экспериментатора, а также при применении для вычислений неточных формул, округлённых констант.

Случайные погрешности возникают в результате влияния различных факторов - пульсации воздуха, вибрации здания, трения в осях при взвешивании, изменение внимания исследователя и т.д., то есть обусловлены большим числом случайных причин, действие которых на каждое измерение различно и не может быть заранее учтено.

Промахи и грубые погрешности представляют собой чрезмерно большие ошибки, явно искажающие результат измерения, которые вызваны чаще всего человеческим фактором, в частности неправильными действиями исследователя. Измерения, содержащие промахи и грубые погрешности, обычно не принимают во внимание, их следует отбрасывать.

Стендовые измерения могут быть проведены с точки зрения их точности техническим и лабораторным методами. Лабораторные методы предполагают проведение значительного количества измерений, до 200, после этого вычисляется среднее арифметическое полученных значений, которое обычно принимают за наиболее достоверное значение измеряемой величины. Далее производят оценку точности результатов измерений.

Технический метод предполагает проведение единичного измерения, ввиду особенности процесса, как в нашем случае долото - башмак устанавливается на лабораторном стенде, давлением жидкости произойдет срабатывание и лопасти раскроются. Повторить этот опыт несколько раз вероятнее всего не получится, в исходное состояние лопасти уже не вернуться. В этом случае точность измерений будет определяться погрешностью применяемой измерительной аппаратуры.

Измерительные приборы характеризуются классом точности или приведённой погрешностью, так для применяемого в лабораторном стенде манометра

ЭКМ-2У (Диапазон измерений 0-250 кгс/см<sup>2</sup>, класс точности – 1,5, цена деления – 5 кгс/см<sup>2</sup>), приведённая погрешность (П) будет равна классу точности 1,5, а для манометра самопишущего ДМ-2001 (Диапазон записи избыточного давления 0-1 МПа: класс точности – 1,5) приведённая погрешность 1,5.

Для точных лабораторных исследований используют приборы класса точности 0,1; 0,2; 0,5, называются прецизионными. В технике применяют приборы классов 1; 1,5; 2,5 и 4 (технические). Класс точности прибора указывается на шкале прибора. Если на шкале такого обозначения нет, то данный прибор является внеклассным, т.е. его приведённая погрешность более 4%. Применяемые измерительные приборы в нашем лабораторном стенде являются техническими, так как класс точности 1,5.

По физическому смыслу приведённая погрешность равна относительной погрешности измерений и определяется как отношение абсолютной погрешности измерений к предельному значению измеряемой величины. То есть, в нашем случае предельное значение для манометра самопишущего ДМ-2001 равно 1МПа, манометра ЭКМ-2У -250 кгс/см<sup>2</sup>.

Определив по шкале прибора класс точности и предельное значение, легко рассчитать его абсолютную погрешность по формуле:

$$\Delta x = \pm(\Pi/100) \cdot x_{\text{пред}},$$

Для манометра ЭКМ-2У, относительная погрешность равна 1,5%, а абсолютную погрешность вычислим:

$$\Delta x = \pm(1,5/100) \cdot 25 \text{ МПа} = 0,3 \text{ МПа}$$

Для манометра самопишущего ДМ-2001 относительная погрешность равна 1,5%, а абсолютную погрешность равна:

$$\Delta x = \pm(1,5/100) \cdot 1 \text{ МПа} = 0,015 \text{ МПа}$$

Таким образом, исходя из проведённых расчётов относительная погрешность измерений составляет 1,5 %.

### 4.2.3 Стендовые испытания усовершенствованного неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями

Испытание на установке стенда Гидроиспытания УГ-1 (рисунок 4.10) проходило следующим образом: жидкость (вода) поступала из емкости для рабочей жидкости (5) через фильтр (7) и обратный клапан (6) в агрегат с насосом 25 РСР-3-60(Р=20Мпа) (1) и агрегат (2) дозирочного плунжерного НД 25/400 К24-М1. На манометре ЭКМ-2У (3) и манометре самопишущем ДМ-2001 (4) замерялось давление. Затем жидкость создавала давление на ДБРЛ (9). После этого сбрасывали шар. При посадке шара на седло ДБРЛ зафиксировали резкий рост давления. При дальнейшем подъеме давления зафиксировали срез штифтов и отрыв башмака и лопастей от корпуса. При дальнейшей подаче жидкости (воды) поступательное движение башмака преобразовалось в поступательно-вращательное движение из-за движения ограничителя по винтовому пазу на корпусе. При этом упоры на торце башмака приводили во вращение лопасти, постепенно отводя их к периферии долото-башмака и освобождая центральную часть.



Рисунок 4.10 – Установка стенда Гидроиспытания УГ-1  
на базе ООО «Перекрыватель»

На рисунке 4.11 представлено изготовленное ДБРЛ.





Рисунок 4.11 – Изготовленное ДБРЛ

На рисунке 4.12 представлен опытный образец ДБРЛ в рабочем положении.



Рисунок 4.12 – Опытный образец ДБРЛ в рабочем положении

На рисунке 4.13 опытный образец ДБРЛ в положении центриатора. Лопастей повернулись по винтовой линии.



Рисунок 4.13 – Опытный образец ДБРЛ в положении центратора

На рисунке 4.14 показан график зависимости давления при повороте лопасти от времени ДБРЛ на стендовых испытаниях.

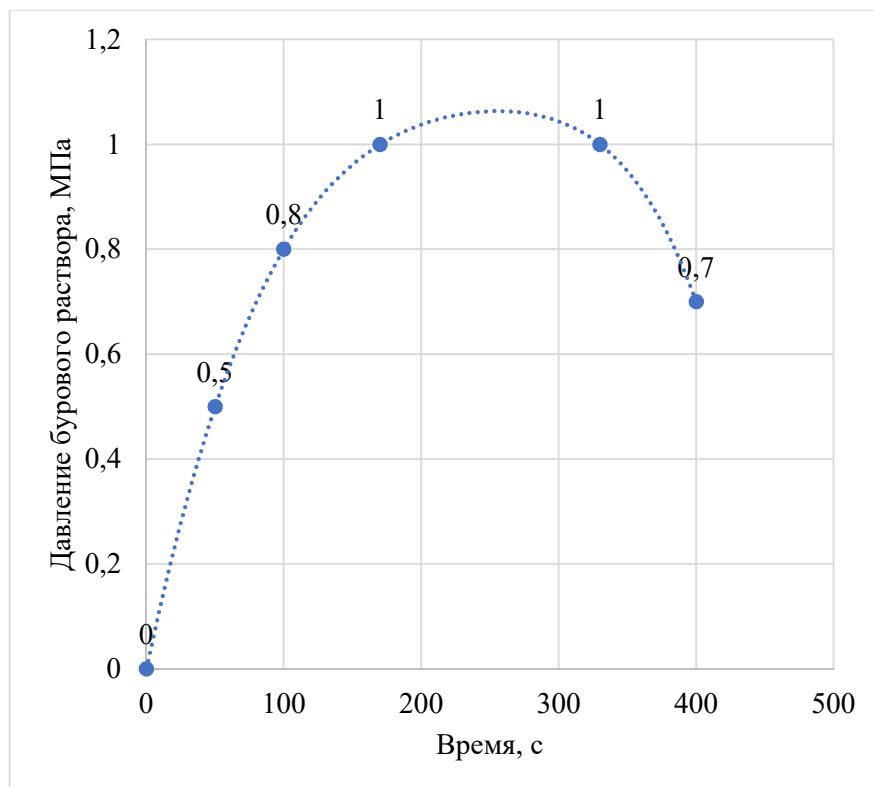


Рисунок 4.14 – График зависимости давления при повороте лопастей опытного образца ДБРЛ от времени, на стендовых испытаниях

На графике видно, что при увеличении времени нагнетания давления бурового раствора, растет давление на ДБРЛ. При достижении значения 1 МПа ДБРЛ активировалось. Стендовые испытания подтвердили работоспособность ДБРЛ и сходимость теоретических и лабораторных исследований. По результатам стендо-

вых испытаний составлен акт испытаний, подписанный главным технологом ООО «Перекрыватель» И.Ф. Хайбуллиным и приведенный в приложении Б.

### 4.3 Бизнес-план реализации неизвлекаемого долота-башмака и технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне

Основной целью реализации и применения у Заказчиков ДБРЛ является предотвращение возникновения осложнений, расширение функциональных возможностей устройства посредством улучшения управления его работы, который может быть использован как в качестве породоразрушающего инструмента так и центриатора при последующем цементировании обсадной колонны.

На рисунке 4.15 представлена маркетинговая модель.



Рисунок 4.15 – Маркетинговая модель

Организационный план.

Ориентировочно производство ДБРЛ будет производиться в ООО «Перекрыватель». Данная компания производит долота на качественном оборудовании, предоставляет интегрированный сервис, с которыми можно будет получить фирменную гарантию, надежно защищающую интересы и финансовые вложения, а

также следует политикам в области качества, охраны здоровья и обеспечения безопасности труда, охраны окружающей среды.

Предполагаемый план производства представлен в таблицах 4.1, 4.2 и 4.3.

Таблица 4.1 - Расчет выручки и прибыли от реализации продукции, руб.

Программа	В т.ч. по кварталам				Итого
	1	2	3	4	
Объем продажи, ед	4 шт	3 шт	4 шт	3 шт	14 шт/год
Цена продажи, руб.	3 200 000	2 400 000	3 200 000	2 400 000	11 200 000

Таблица 4.2 – Смета расхода на оплату труда, руб.

Должность	Число рабочих мест	Среднемесячная зарплата 1 раб., руб.	Итого, руб.
Инженер-конструктор	2	35 000	70 000
Технолог	2	80 000	160 000
Оператор станка с ЧПУ	2	80 000	160 000
Технолог	1	80 000	80 000
Сборщик	2	70 000	70 000
Уборщица	1	20 000	20 000
Итого:	8	–	470 000

Таблица 4.3 – Статья расходов

Статья расходов	Сумма (в руб.)
Аренда помещения	40 000
Покупка материала	100 000
Аренда оборудования	100 000
Реклама	20 000
Дополнительные расходы	50 000
Итого:	310 000

Расшифровка статей расходов:

1. Арендуемое помещение площадью 200 м<sup>2</sup>, в котором будут устанавливаться станки, сборочный пункт и упаковка товара. Помещение предположительно будет находиться на базе предприятия ООО «Перекрыватель».

2. Оборудование АО «Станкопром», токарный станок с ЧПУ компании Siemens, цена 1 000 000 рублей.

3. Реклама: журналы «Нефть.Газ.Бурение», «Нефтяная Россия»; участие в выставке г. Москва «Нефтегаз»; распространение рекламной продукции на выставке.

4. Дополнительные расходы: Спонсорство на выставке г.Москва «Нефтегаз»; на конференции «Скважинный инжиниринг».

5. Зарплата растет в прямой зависимости от количества проданной продукции и полученной выручки.

Годовой экономический эффект рассчитывается по формуле (4.1):

$$Эг = Дг - (нкэ * Рг), \quad (4.1)$$

где Эг – годовой экономический эффект;

Дг – доходы за год;

Рг – расходы за год.

Нкэ – нормативный коэффициент эффективности (величина, равная отношению прибыли к капитальным вложениям, устанавливается для конкретной сферы деятельности; обычно составляет 0.1–0.2, что соответствует срокам окупаемости кап. вложений 5–10 лет).

Конкурентная продукция описана в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Конкурентная продукция

Долото 295,3 мм с раздвигающимися лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ» рисунок 4.16	Американский буровой башмак рисунок 4.17
Область применения	

*Продолжение таблицы 4.4*

Бурение скважин на нефть и газ	Бурение скважин на нефть и газ
Достоинства программы	
Выгодная цена	Высокое качество



Рисунок 4.16 – Долото 295,3 мм с раздвигающимися лопастями производства ООО «БУРИНТЕХ»



Рисунок 4.17 – Американский буровой башмак

#### 4.4 Экономическая эффективность от применения неизвлекаемого долота-башмака с убираемыми из рабочей зоны лопастями

Технико-технологические и методические решения «для бурения на обсадной колонне» [48] с неизвлекаемым долотом-башмаком с убираемыми из рабочей зоны лопастями позволяет предотвратить осложнения, снизить количество спускоподъемных операций, что уменьшает время бурения нефтяной скважины и снижает стоимость ее строительства. А также долото-башмак используется не только в качестве породоразрушающего инструмента, но и в качестве центриатора при последующем цементировании обсадной колонны [60,71,100,118,53,82].

Экономические и технические показатели «технологии бурения на обсадной колонне» [48] с долотом прототипом и технико-технологических и методических решений «для бурения на обсадной колонне» [48] с неизвлекаемым долотом-башмаком с убираемыми из рабочей зоны лопастями, а также экономическая эффективность от применения технико-технологических и методических решений «для бурения на обсадной колонне» [48] с неизвлекаемым долотом-башмаком с убираемыми из рабочей зоны лопастями приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Экономические и технические показатели.

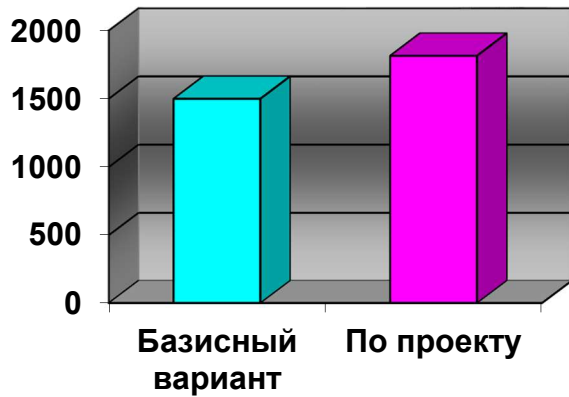
Показатели	Базисный вариант	Внедряемый вариант
<b>ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ</b>		
Тип долота	Долото-прототип	Долото-башмак с раскрывающимися по винтовой линии лопастями
Глубина скважины, м	2000	
Коммерческая скорость, м/ст-мес	1500	расчет
Проходка на долото, м	20	25

## Продолжение таблицы 4.5

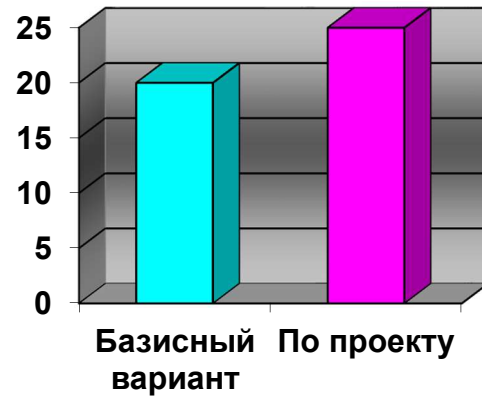
Механическая скорость, м/час	12	20
Нормативное время на один рейс СПО, ч.	4,5	4,5
Время по норме на 1 ПЗР, час	0,5	0,5
Себестоимость 1м проходки, руб	32921	расчет
Себестоимость 1 часа бурения, руб	87896	87896
Цена долота с учетом ТЗР, руб	667917	631600
<b>РАСЧЕТНЫЕ ДАННЫЕ</b>		
Количество долот, шт.	100,00	80,00
Время механического бурения, ч	166,67	100,00
Время СПО, ч	450,00	360,00
Время ПЗР, ч	50,00	40,00
<b>ИТОГО:</b>	<b>666,67</b>	<b>500,00</b>
Экономия времени, ч	-	166,67
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	1500	1815
- станко-месяцы	1,33	1,10
- календарное время	960,0	793,3
Годовой объем проходки:		
- скважин	9,13	11,04
- метров	18250	22084
<b>РАСЧЕТ ГОДОВЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ</b>		
Изменяющиеся эксплуатационные затраты, в рублях:		
- долота	66791700,0	50528000,0
- мех. бурение, СПО, ПЗР	58597333,3	43948000,0
<b>ИТОГО:</b>	<b>125389033,3</b>	<b>94476000,0</b>
Экономия эксплуатационных затрат, руб.	-	30913033,3
- в среднем по скважине, руб.	-	15456,5
Себестоимость метра проходки, руб.	32921,0	17464,5
<b>РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА</b>		
<b>Годовой экономический эффект, руб.</b>	-	<b>341 342 233,6</b>
<b>Экономический эффект на долото, руб</b>	-	<b>386 412,9</b>
<b>Экономия на устранении осложнений в год, руб (6 осложнений в год среднее значение)</b>	-	<b>6 000 000</b>
<b>Экономия на центраторе, руб на 1 скважину</b>	-	<b>10 000</b>



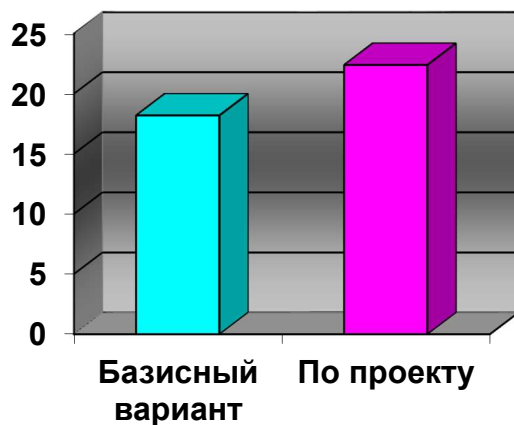
Графическая часть представлена диаграммами, где отражены следующие показатели: коммерческая скорость, проходка на долото, механическая скорость и себестоимость одного метра проходки на рисунке 4.18.



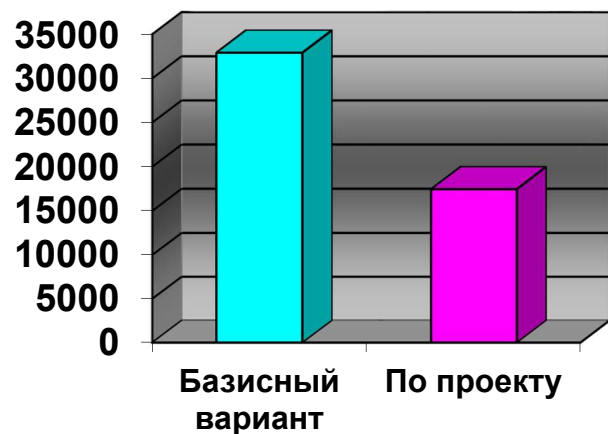
а) Коммерческая скорость



б) Проходка на долото



в) Механическая скорость



г) Себестоимость 1м проходки

Рисунок 4.18 - Графическая часть, где а - коммерческая скорость, б - проходка на долото, в - механическая скорость, г - себестоимость 1м проходки

#### 4.5 Выводы по Главе 4

1. На базе ООО «Перекрыватель» разработана конструкторская документация и смоделирована работа ДБРЛ.
2. На базе ООО «Перекрыватель» были проведены стендовые испытания, которые подтвердили работоспособность ДБРЛ. Давление активации составило 1,16 МПа.

3. Бизнес-план реализации ДБРЛ показывает возможность производства и реализации необходимого количества в нужные сроки и требуемого качества.

4. Применение технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с ДБРЛ позволяет исключить затраты на устранение аварий в сумме 6 000 000 руб в год.

5. Экономическая эффективность от синергетического эффекта технико-технологических и методических решений для бурения на обсадной колонне с ДБРЛ составляет 386 412,9 руб на 1 долото. Применение данных решений позволяет снизить количество спускоподъемных операций, что позволяет уменьшить время бурения нефтяной скважины и снизить ее стоимость.

6. Экономия от использования ДБРЛ используемого не только в качестве породоразрушающего инструмента, но и в качестве центриатора при последующем цементировании обсадной колонны составляет 10 000 на 1 скважину.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведен анализ геолого-технических условий и технологических мероприятий при проходке нефтегазовых скважин под кондуктор в осложненных условиях на месторождениях ПАО «Татнефть», который показал, что основные интервалы поглощений находятся в верхней части геологического разреза. При рассмотрении интервалов поглощений установлено, что на диаграмме Парето длина участка от 0 до 100 метров отличается наибольшей частотностью и является наиболее уязвимой для поглощений. В процессе ликвидации поглощений промышленной жидкости наиболее применяемым методом является бурение с набором воды. Необходимы новые технико-технологические решения.

2. Разработаны технико-технологические и методические решения для бурения на обсадной колонне, позволяющие снизить осложнения и материальные затраты при проходке скважины.

3. Теоретическими исследованиями установлено, что разработанная конструкция ДБРЛ с лопастями долота, поворачивающимися до 90 градусов в стенке скважины, испытывает наименьшие напряжения перемещения при угле винтовой линии 27 градусов, что позволяет снизить необходимое прилагаемое усилие до 20 кН, исключаящее недораскрытие или слом при его активации.

4. Разработанная кинематическая схема перемещения башмака ДБРЛ с углом винтовой линии равным 27 градусов позволяет уменьшить давление бурового раствора, необходимое для перемещения лопастей ДБРЛ из рабочего в положение центратора низа обсадной колонны до 1 МПа.

5. Разработан и изготовлен опытный образец ДБРЛ на базе предприятия ООО «Перекрыватель». Проведены стендовые испытания, подтвердившие его работоспособность.

6. Применение данных решений позволяет снизить количество спускоподъемных операций, соответственно уменьшить время проходки нефтегазовой скважины и ее стоимость, в том числе за счёт экономии на центраторе.

Перспективами дальнейшего развития темы диссертации следует считать совершенствование методико-технологических решений с применением ДБРЛ.

Оптимизация конструкции ДБРЛ для различных условий и режимов бурения. Разработка датчика, сообщающего о срабатывании ДБРЛ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Анташкиев, И.А. Анализ эффективности применения долот PDC в сложных горно-геологических условиях / Анташкиев, И.А. // Сборник статей «Молодой исследователь: вызовы и перспективы». – 2020. – С. 40 – 41.
2. Андреев, Н.Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород / Андреев, Н.Л. // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – №4. – С. 2 – 3.
3. Агзамов, Ф.А. Заканчивание и крепление многоствольных скважин с большими отходами от вертикали / Агзамов, Ф.А., Марти, М.Х.А. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 1 (123). – С. 3 – 7.
4. Акчурин, Х.И. Исследования эффективности бурения долотами непрерывного действия совершенствованием схем размещения вооружения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа. – 1985. – 185 с.
5. Алексеев, Л.А. Энергетические принципы разработки конструкций и режима отработки породоразрушающего инструмента режуще-скалывающего действия для бурения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа. – 1989. – 257 с.
6. Бостриков, А.Ю. Бурение скважин при помощи долот / Бостриков, А.Ю. // Внедрение передового опыта и практическое применение результатов инновационных исследований. Сборник статей МНПК. – Уфа. – 2021. – С. 45 – 47.
7. Богомолов, Р.М. Буровое долото PDC со стопорным устройством вращающихся резцов / Богомолов Р.М., Мозговой Г.С., Сериков Д.Ю. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 4 (124). – С. 121–123.
8. Борисов, К.А. Влияние колебаний бурильной колонны на скорость бурения и образование поломок режущих элементов буровых долот, армированных PDC / Борисов, К.А. // Материалы МНПК «Актуальные вопросы геологии» – 2011. – С. 5 – 6.

9. Боярко, Г.Ю. Применение технологии бурения на обсадной колонне на Восточно – Уренгойском месторождении / Боярко Г.Ю., Ушаков В.Я., Аносов Д.С. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 2. – С. 2 – 9.

10. Бакиев, Р.Т. Применение PDC долот ONYX при бурении карбонатных и солевых отложений Ярактинского НГКМ / Бакиев Р.Т. // Инженерная практика. – 2011. – № 1. – С.9 – 23.

11. Бебешко, И.А. Технологии оптимизации долот PDC для условий Западной Сибири (на примере компании Хьюз Кристенсен) / Бебешко И.А. // Материалы международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: ТПУ; Томск: Нац. исслед. Томский политехнический университет. – 2015. – С.50 – 62.

12. Бикчурин, Т.Н. Исследование режимов бурения и установление оптимальных скоростей вращения шарошечных долот (на примере нефтяных месторождений Татарии): автореферат, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Бикчурин, Т.Н. – М.: ВНИИБТ, 1996. – 123 с.

13. Бикчурин, Т.Н. Совершенствование режимов бурения долотами уменьшенного диаметра / Бикчурин Т.Н., Козлов Ф.А. – М.: Недра. - 1995. – 158с.

14. Боснак, А.Б. Совершенствование конструкций и применения буровых долот / Боснак А.Б., Богомолов Р.М. Старцев Ф.В.// Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 3. – С. 34 – 36.

15. Бруно, Куильер Varel: PDC долота для направленного бурения скважин / Бруно, Куильер // Бурение и нефть. – 2010. – №5. – С. 123–125.

16. Борисов, К.И. Исследование работы коронок при бурении геологоразведочных скважин. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Томск. – 2012. – 181 с.

17. Борисов, К.И. Методика оценки эффективности процесса динамического резания горных пород инструментами режуще–скалывающего действия / Борисов К.И. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №7. – С. 122 – 133.

18. Борисов, К.И. Научный метод оценки эффективности динамических процессов разрушения горных пород при бурении скважин современными инструментами режуще-скалывающего действия. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Томск. – 2013. – 172 с.

19. **Гимаздинова, Э. А.** Технология заканчивания скважин на обсадной колонне с неизвлекаемой компоновкой / **Э.А. Гимаздинова, Л.Б. Хузина, А.Х. Габзалилова** // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2022: Сборник трудов международной научно-технической конференции, Октябрьский, 25 марта 2022 года. – Октябрьский: Филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" в г. Октябрьском, 2022. – С. 337-341.

20. **Гимаздинова, Э.А.** Патентный ландшафт башмаков обсадной колонны / Гимаздинова Э.А., Хузин Б.А. // Деловой журнал Neftegaz.RU, 2017. – № 10. – С.36-37.

21. **Гимаздинова, Э.А.** О факторах, влияющих на качество крепления нефтяных скважин / Гимаздинова, Э.А. // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. - 2018. - Т.17. - С.114-118.

22. **Гимаздинова, Э.А.** Об элементах ландшафта патентов колонных башмаков / Гимаздинова Э.А., Хузин Б.А. // Сборник трудов международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле» в 2-х томах. - 2018. - С. 294-297.

23. **Гимаздинова, Э.А.** Породоразрушающие инструменты для бурения на обсадной колонне / Гимаздинова Э.А. // Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии». - 2019. - С. 152-155.

24. **Гимаздинова, Э.А.** Долото – башмак для бурения на обсадной колонне / Гимаздинова Э.А., Хузина Л.Б., Габзалилова А.Х. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2020. - № 1 (325). - С. 10-12.

25. **Гимазтдинова, Э.А.** Теоретические исследования долота с раздвижными лопастями для бурения на обсадной колонне / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р., Габзалилова А.Х. // IOP Conference Series: Earth and environmental science. – 2021.

26. **Гимазтдинова, Э.А.** К вопросу аналитических расчётов долота-башмака с раздвижными лопастями при бурении на обсадной колонне / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б., Габбасов Ф.Р. // Журнал Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022.

27. **Гимазтдинова, Э.А.** Анализ поглощений промывочной жидкости в верхних горизонтах при бурении нефтяных скважин / Гимазтдинова Э.А., Хузина Л.Б. // Журнал Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022.

28. **Гимазтдинова, Э.А.** Долото-башмак в технологии заканчивания скважин при бурении на обсадной колонне / **Гимазтдинова Э.А.** // Материалы научно-практической конференции «Актуальные проблемы и инновации в области строительства и ремонта скважин». – 2022.

29. **Гимазтдинова, Э.А.** Теоретический анализ раскрытия лопастей долота-башмака при бурении на обсадной колонне / **Э.А. Гимазтдинова, Л.Б. Хузина** // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II международной научно-практической конференции, посвященной памяти Виктора Ефимовича Копылова, Тюмень, 15–17 февраля 2022 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 124–127.

30. Гельфгат, М.Я. Анализ моделей расчета обсадной колонны, используемой в качестве бурильной / Гельфгат М.Я., Букашкина О.С., Агишев А.Р., Нургалеев А.Р. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 1. – С. 43–45.

31. Гельфгат, М.Я. Бурение на обсадной колонне – история и современная классификация технологических схем / Гельфгат М.Я., Агишев А.Р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 12. – С. 4 – 17.



32. Гельфгат, М.Я. Бурение без подъема труб – технологическая база бурения на обсадной колонне (первая из серии статей о бурении на обсадной колонне и хвостовике) / Гельфгат М.Я. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 11. – С. 4–13.

33. Головкин, С.А. Повышение эффективности бурения шарошечными долотами с твердосплавным вооружением путем совершенствования его размещения и геометрии: диссертация канд. тех. наук. – Уфа. – 1998. – 123 с.

34. Ганиев, Р.Г. Исследования распределения скоростно-силовых и энергетических параметров разрушения горных пород по рабочей поверхности долот режуще-скалывающего класса. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа. – 1987. – 130 с.

35. Двойников, М.В. Совершенствование топологии и динамических характеристик оснастки обсадной колонны хвостовика для заканчивания скважин / Двойников М.В., Куншин А.А. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 2–7.

36. Долгушин, В.В. Метод расчета усилий в подшипниковом узле шарошки бурового долота / Долгушин В.В., Кулябин Г.А. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 2 (92). – С. 49–56.

37. Даутов, М.Н. Размышления о ценности российских долот / Даутов М.Н. // Бурение и нефть. – 2011. – №6. – С.24–26.

38. Доронин, И.С. Статистический анализ отработки PDC долот на Восточно–Сартуюского месторождений / Доронин, И.С. // Сборник лучших научных статей по итогу выпускных квалификационных – 2020. Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова». – 2020. – С. 134–139.

39. Жентичка, М.В. Применение PDC долот Smith Bits (Schlumberger) при бурении скважин на Ванкорском месторождении / Жентичка М.В. // Инженерная практика. – 2013. – № 12. – С. 6–8.

40. Зайцев, В.И. Эффективность использования долот PDC / Зайцев В.И., Карпиков А.В., Че В.В. // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиск и разведка рудных месторождений. – 2015. – №5. – С.58–66.

41. Ибрагимов, А.Р. Опыт бурения на обсадной колонне на скважинах ПАО «Татнефть» / Ибрагимов А.Р., Вакула А.Я., Хузина Л.Б. // материалы МНПК. Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. – С. 314–319.

42. Ишбаев, Г.Г. Проектирование породоразрушающего инструмента для бурения на обсадной колонне / Ишбаев Г.Г., Ковалевский Е.А. // Бурение и нефть. – 2017. – № 1. – С. 32–35.

43. Ишбаев, Г.Г. Современные элементы КНБК от компании «БУРИНТЕХ» / Ишбаев Г.Г., Вагапов С.Ю. // Бурение и нефть. – №7. – 2012. – С.7–11.

44. Ишбаев, Г.Г. Новые системы промывки и вооружения бурового и специального инструмента режуще-скалывающего действия. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа. – 1997. – 274 с.

45. Ишбаев, Г.Г. Повышение эффективности бурения долотами режущескалывающего действия совершенствованием системы промывки: Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа. – 1989. – 146 с.

46. Ишбаев, Г.Г. Проводка наклонно-направленных скважин долотами PDC производства ООО НПП «БУРИНТЕХ» / Ишбаев Г.Г., Балута А.Г. и др. // Бурение и нефть. – 2006. – №7. – С. 15 – 16.

47. Ишбаев, Г.Г. Исследование энергетики разрушения и доразрушения горных пород гидродинамическом воздействием / Ишбаев Г.Г., Мавлютов М.Р., Алексеев Л.А., Акчурин Х.И., Галиакбаров В.Ф. // Разрушение горных пород при бурении скважин, сборник – Уфа. – 1992. – С. 13 – 16, т.1.

48. Ковалевский, Е.А. Технология бурения нефтегазовых скважин с использованием колонны обсадных труб / Ковалевский Е.А. // Таргин «Сервисные услуги в добыче нефти»: материалы II научно-технической конференции студентов. Уфа: УГНТУ. – 2016. – С. 5 – 8.

49. Киселев, И.В. Анализ технологии бурения скважин на обсадной колонне / Киселев И.В., Чурсин А.В., Сайтов Р.Ф. // Сборник: Современные проблемы нефтегазового оборудования. – 2019. – С. 81–92.

50. Коваль, М.Е. Применение технологии бурения на 178-миллиметровой обсадной колонне / Коваль М.Е., Кожин В.Н., Аверьянов В.С., Федотов А.В., Храмцов А.А. // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №7 – С. 65–68.

51. Котляр, К.А. Анализ опыта применения технологии бурения скважин на обсадной колонне / Котляр К.А., Павлова А.А. // сборник статей Материалы 49-й Всероссийской научно-технической конференции. – 2020. – С. 51–53.

52. Катанов, Б.А. Совершенствование конструкции и расширение области применения режущих буровых долот / Катанов Б.А. // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2001. – №3. – С. 84–87.

53. Кульчицкий, В.В. Интеллектуальное заканчивание бурения скважин на обсадной колонне / Кульчицкий В.В., Огородов А.В., Якунин С.А. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – №1– С. 5–7.

54. Любимова, С.В. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками путем снижения прихватопасности: автореф. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Любимова С.В. – Уфа. – 2012. – 23с.

55. Миннивалеев, Т.Н. Анализ эффективности бурения поперечным PDC долотом / Миннивалеев Т.Н., Янгиров А.А., Михайлов М.О., Зайнуллин А.С. // сборник статей Международной научно-практической конференции. – Пенза. – 2022. – С. 70–73.

56. Морстэд, К. Успех бурения супер-PDC долотами компании Varel / Морстэд К., Палащенко Ю.А., Риз М. // Бурение и нефть. – 2008. – №10. – С.8–9.

57. Михайличенко, А.В. Инновационная технология Tesco – бурение на обсадной колонне Casing Drilling / Михайличенко А.В. // Нефть.Газ.Новации. – 2010. – №2. – С.13 – 14.

58. Нескоромных, В.В. Современные направления совершенствования бурового инструмента типа PDC / Нескоромных В.В., Лиу Б., Чжаоран Ч., Пете-

нев П.Г., Попова М.С., Головченко А.Е. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 332. – № 5. – С. 50–59.

59. Нескоромных, В.В. Методика управления процессом бурения и экспериментальные исследования сил сопротивления при бурении долотами с резцами PDC / Нескоромных В.В., Попова М.С., Головченко А.Е., Петенев П.Г. // Записки Горного института. – 2020. – Т. 245. – С. 29–36.

60. Недыхалов, М. Повышение стойкости алмазного вооружения долот PDC / Недыхалов М., Богомолов Р.М. // Ашировские чтения. – 2020. – №2. – С. 22–25.

61. Патент RU 192852 U1, МПК E21B 10/00. Долото – башмак: заявлено 03.07.2019: опубликовано 03.09.2019. / Хузина Л.Б., Гимазтдинова Э.А., Хузин Б.А.; заявитель АГНИ.

62. Патент RU 228276, МПК E21B 17/14. Башмак обсадной колонны: заявлено 2004.12.28: опубликовано 27.08.2006 / Акбулатов И.Т., Акчурин Х.И., Баранцевич С.В., Дюсуше П.М., Кейбал А.В., Ляпков Д.П.; заявитель и патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Газпром" (ОАО "Газпром").

63. Патент RU 209364 C1, МПК E21B 33/14 Вибрационный башмак обсадной колонны : заявлено 1993.11.04 : опубликовано 20.10.1997 / Иоанесян Ю.Р.; заявитель и патентообладатель(и):Индивидуальное частное предприятие "ГЕО Инструментс".

64. Патент RU 207767 C1, МПК E21B 33/14. Ротационный башмак обсадной колонны : заявлено 1994.05.24 : опубликовано 20.04.1997 / Иоанесян Ю.Р.; заявитель и патентообладатель(и):Индивидуальное частное предприятие "ГЕО Инструментс".

65. Патент RU 210054 C1, МПК E21B 17/14. Вибробашмак обсадной колонны : заявлено 1995-08-04 : опубликовано 27.12.1997 / Иоанесян Ю.Р., Лапавок В.С.; заявитель и патентообладатель(и): Индивидуальное частное предприятие "ГЕОИНСТРУМЕНТС".

66. Патент RU 234160 C2, МПК E21B 17/14. Башмак для системы крепления расширяемого хвостовика и способ заканчивания скважины : заявлено

2004.02.02 : опубликовано 20.12.2008 / Кармоди М.А., Джабс М.Дж., Пейн Х.Э., Адам М.К.; заявитель и патентообладатель(и): Бейкер Хьюз Инкорпорейтед (US).

67. Патент RU 241303 С1, МПК E21B 17/14. Башмак-клапан для хвостовика : заявлено 2009.10.29 : опубликовано 27.02.2011 / Хамитьянов Н.Х., Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х., Киршин А.В., Уразгильдин И.А.; заявитель и патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU).

68. Патент RU 206182 С1, МПК E21B 33/16. Вибробашмак цементируемой колонны : заявлено 1993.10.27 : опубликовано 10.06.1996 / Петров Н.А.; заявитель и патентообладатель(и): Петров Николай Александрович.

69. Патент RU 9911766 А, МПК E21B 29/10. Башмак для установки профильных перекрывателей в скважинах : заявлено 1999.08.10 : опубликовано 20.08.2001 / Юсупов И.Г., Абдрахманов Г.С., Фархутдинов Р.Г., Хамитьянов Н.Х., Мелинг К.В., Кашапов И.К., Мухаметшин А.А., Вильданов Н.Н., Насыров А.Л.; заявитель и патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" Татарский научно- исследовательский и проектный институт нефти "ТатНИ-ПИНефть".

70. Патент RU 239892 С1, МПК E21B 29/10. Башмак-клапан для установки профильного хвостовика в скважине: заявлено 2009.07.28: опубликовано 10.09.2010 / Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Уразгильдин И.А., Илалов Р.Х., Багнюк С.Л.; заявитель и патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина (RU).

71. Патент RU 246915 С1, МПК E21B 17/14. Башмак-клапан для хвостовика: заявлено 2011.07.08: опубликовано 10.12.2012 / Хамитьянов Н.Х., Фаткуллин Р.Х., Киршин А.В., Ягафаров А.С., Багнюк С.Л.; заявитель и патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU).

72. Патент RU 245116 С1, МПК E21B 29/00. Разбуриваемый башмак-клапан для установки расширяемой колонны в скважине : заявлено 2010.12.03 : опубликовано 20.05.2012 / Хамитьянов Н.Х., Ягафаров А.С., Киршин А.В., Емель-

янов А.В., Пронин В.Е.; заявитель и патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU).

73. Патент RU 206181 С1, Вибробашмак цементируемой колонны : заявлено 1993.10.27 : опубликовано 10.06.1996 / Петров Н.А.; заявитель и патентообладатель(и): Петров Николай Александрович.

74. Патент RU 218769 С1, МПК E21B 29/00. Башмак для установки профильного перекрывателя в скважине: заявлено 2000.03.14: опубликовано 20.08.2002 / Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Филиппов В.П., Вильданов Н.Н., Кашапов И.К.; заявитель и патентообладатель(и): Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д.Шашина.

75. Патент RU 220815 С2, МПК E21B 29/00. Башмак для обсадной колонны: заявлено 2001.06.18: опубликовано 10.07.2003 / Абдрахманов Г.С., Зайнуллин А.Г., Рыбалко А.Ф., Киршин А.В., Вильданов Н.Н.

76. Патент RU 252070 С2, МПК E21 10/43. Мультипозиционное буровое PDC-долото и способ размещения PDC-резцов на лопатках долота: заявлено 2009.12.17: опубликовано 27.06.2014 / Дрюс С.В., Мастед К.; заявитель и патентообладатель(и): Варел Интернейшнл, Инд., Л.П.

77. Патент RU 170532 U1, Башмак с силовым приводом для оборудования низа обсадной колонны: заявлено 2017.01.10: опубликовано 27.04.2017 / Селиванов С.М.; заявитель и патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью "РОСТЭК Сервис".

78. Патент RU 257427 С1, Колонный башмак. заявлено 2014.11.11Опубл. 10.02.2016. / Ванифатьев В. И., Мирошкин М. А., Егоров А.И., Носов А. Н., Чемодуров И. Н. Ванифатьев В. И. (RU); заявитель и патентообладатель(и): Ванифатьев В. И., Мирошкин М. А., Егоров А.И., Носов А. Н., Чемодуров И. Н. Ванифатьев В.И. (RU).

79. Патент RU 268784 С1, Колонный башмак : заявлено 2018.08.06 : опубликовано 09.09.2020 / Зарипов И.М., Киршин А. В., Исхаков А. Р. заявитель и патентообладатель(и): Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина.

80. Патент RU 273194 С1, Башмак для обсадной колонны : заявлено 2020.05.21 : опубликовано 21.05.2020 / Зарипов И.М., Исхаков А.Р., Киршин А.В.; заявитель и патентообладатель(и): Публичное акционерное общество "Татнефть" имени В.Д. Шашина (RU).

81. Патент RU 274611 С1, Колонный башмак с гидравлическим приводом: заявлено 2020.08.11: опубликовано 08.04.2021 / Пьянков А. В.; заявитель и патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью "ГЕОПРОТЕК".

82. Патент RU 273807 С1, Башмак прорабатывающий: заявлено 2020.07.24: опубликовано 07.12.2020 / Ягафаров А.С., Ахмадишин Ф.Ф.; заявитель и патентообладатель(и): Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

83. Патент RU 273019 С1, Долото для бурения на обсадной колонне : заявлено 2020.04.02 : опубликовано 19.08.2020 / Ягафаров А.С., Ахмадишин Ф.Ф.; заявитель и патентообладатель(и): Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

84. Патент RU 276616 С1, Долото для бурения на обсадной колонне: заявлено 2021.08.17: опубликовано 08.02.2022 / Ягафаров А.С., Ахмадишин Ф.Ф., Хазиев Р.А.; заявитель и патентообладатель(и): Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

85. Патент RU 271543 С1, Долото для бурения на обсадной колонне заявлено 2019.10.22: опубликовано 28.02.2020 / Ягафаров А.С., Киршин А.В. заявитель и патентообладатель(и): Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина.

86. Патент RU 254496 С1, Долото для бурения на обсадной колонне заявлено 30.07.2015: опубликовано 20.11.2015 / Ковалевский Е. А., Драган А.Ю., Шарипов А.Н., Балута А.Г.; заявитель и патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие "Буринтех".

87. Патент RU 15693 U1, Долото для бурения обсадной колонны : заявлено 2010.06.03 : опубликовано 20.03.2015 / Кинг, Вильям, В., Дрюс, Стивен, В., Риз,

Майкл, Р., Керк, Иан, Аластер.; заявитель и патентообладатель(и): Варел Интернейшнл, Инд., Л.П.

88. Патент RU 237440 С1, Буровое лопастное долото : заявлено 2008.12.29 : опубликовано 27.11.2009 / Ишбаев Г.Г., Балута А.Г., Шарипов А.Н.; заявитель и патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью научно-производственное предприятие "Буринтех" (ООО НПП "Буринтех").

89. Патент RU 2549653 С1, Лопастное долото (варианты): заявлено 2014.01.15: опубликовано 27.04.2015 / Ишбаев Г.Г., Балута А.Г., Саломатин А.А., Шарипов А.Н., Драган А.Ю., Мингазов Р.Р.; заявитель и патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "БУРИНТЕХ".

90. Патент RU 259261 С1, Лопастное долото: заявлено 2014.05.15: опубликовано 10.08.2015 / Ишбаев Г.Г., Балута А.Г., Саломатин А.А., Шарипов А.Н., Драган А.Ю., Мингазов Р.Р.; заявитель и патентообладатель(и): Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "БУРИНТЕХ" (ООО НПП "БУРИНТЕХ").

91. Патент RU 276806 С1, Буровое долото PDC с демпферами для вращающихся резцов : заявлено 2021.06.09: опубликовано 23.03.2022 / Богомолов Р.М.; заявитель и патентообладатель(и): Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Самарский государственный технический университет".

92. Поляков, В.Н. Системное решение технологических проблем заканчивания строительства скважин / Поляков В.Н., Зейгман Ю.В., Котенёв Ю.А., Мухаметшин В.В., Султанов Ш.Х., Чижов А.П. // Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал. – 2018. – Т. 10. – № 1. – С. 72–87.

93. Рудаков, Д.А. Исследования по анализу кинематики сферического одноконусного долота PDC и верификации моделирования разрушения горных пород / Рудаков Д.А. // World science: problems and innovations. Сборник статей LVI Международной научно-практической конференции. Пенза. – 2011. – С. 14–16.



94. Салытков, В.В. Проблемы применения работы долот PDC в твердых породах / Салытков В.В., Анташкиев И.А. // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Сборник материалов V Международной научно-практической конференции. – Альметьевск. – 2020. – С. 277–279.

95. Сагатов, Р.Ф. Опыт применения технологии бурения на обсадной колонне на скважинах ПАО "Татнефть" / Сагатов Р.Ф., Вакула А.Я., Ибрагимов А.Р., Хузина Л.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 8. – С. 1–3.

96. Сираев, Р.У. Анализ эффективности применения долот PDC на нефтепоисковых скважинах в пределах Непского свода Сибири / Сираев Р.У., Акчурин Р.Х., Че В.В., Вахромеев А.Г. // Проблемы освоения минеральной базы Восточной Сибири. – 2012. – С.72–77.

97. Симонянц, С.Л. Классификация и выбор буровых долот / Симонянц С.Л., Мнацаканов И.В., Салихов М.С. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 2. – С.9–11.

98. Симонянц, С.Л. О выборе рациональных типов буровых долот / Симонянц С.Л., Салихов М.С. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2010. – № 3. – С.15–17.

99. Соловьев, Н.В. Механизм разрушения горной породы и определение составляющих сил ее резания буровым инструментом, оснащенным алмазно-твердосплавными / Соловьев Н.В., Исонкин А.М., Богданов Р.К. // Инженер-нефтяник. – 2011. – № 1. – С.33–36.

100. Сериков, Д.Ю. Совершенствование геометрии вооружения шарошечных буровых долот с боковой гидромониторной промывкой / Сериков Д.Ю. // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 9. – С. 24–28.

101. Сидорова, Е.В. Моделирование распределений напряжений по Мизесу и деформаций в буровом долоте с PDC – пластинами / Сидорова Е.В. // Актуальные проблемы недропользования, материалы Международной научно-практической конференции. – Новочеркасск. – 2019. – С. 12–15.

102. Сеноженский, А.М. Краткий обзор современных долот PDC. Сравнение показателей работы долот PDC / Сеноженский А.М. // Студенческий вестник. 2018. – №8. – С. 65–67.

103. Трушкин, О.Б. Сравнительная динамика и энергетика бурения шарошечными долотами и долотами PDC / Трушкин О.Б., Попов А.Н. // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 2. – С. 52–54.

104. Третьяк, А.Я. Контроль ресурса PDC-пластин бурового долота / Третьяк А.Я., Сидорова Е.В., Бурцев А.А., Мохов А.В. // Известия Томского политехнического университета. – 2019. – № 2. – С. 28–35.

105. Федосеев, Д.А. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии бурения скважин на обсадной / Федосеев Д.А. // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 2. – С. 24–26.

106. Фаткулин, С.А. «Второе дыхание» технологии бурения на обсадной колонне / Фаткулин С.А., Гумич Д.П., Забуга С.В., Каримов Д.Л., Чутчев Э.В. // Бурение и нефть. – 2017. – №2. – С. 10–12.

107. Фазлыева, Р.И., Методы снижения крутящего момента при бурении скважин на обсадной колонне / **Гимазтдинова Э.А.**, Фазлыева Р.И. // Материалы международной научной конференции «Far East Con 2018». – 2018.

108. Хузина, Л.Б. Инструмент для бурения на обсадной колонне / Хузина Л.Б., **Гимазтдинова Э.А.** // Современные технологии в нефтегазовом деле, сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 270–274.

109. Хузина, Л.Б. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Хузина Л.Б., Фаткуллин Р.Х., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х., Еромасов А.В. // Территория Нефтегаз. – 2017. – № 10. – С. 20–25.

110. Хузина, Л.Б. Методы регулирования динамической нагрузки долота / Хузина Л.Б., Габдрахимов М.С. // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2006. – № 5. – С.15–17.

111. Хузина, Л.Б. Техника для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков/ Хузина Л.Б., Любимова С.В., Шайхутдинова А.Ф. // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 10. – С. 18-22.

112. Хузина, Л.Б. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 2. – С. 32-36.

113. Хузина, Л.Б. Технические и технологические средства для регулирования силы трения при бурении нефтяных и газовых скважин / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Голубь С.И., Фазлыева Р.И. // Сб. материалов 117 Международной научно-технической конференции «Геологоразведочное и нефтегазовое дело в XX веке. – Алматы. – 2015. – С.5–6.

114. Хузина, Л.Б. Методы создания дополнительной динамической нагрузки на долото / Хузина Л.Б., Любимова С.В., Шайхутдинова А.Ф. // Нефть. Газ. Новации. – 2019. – №1. – С. 14–15.

115. Хузина, Л.Б. Механизм для создания необходимой динамической нагрузки на долото при бурении горизонтальных скважин / Хузина Л.Б., Габдрахимов М.С. // Материалы научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового дела». – Уфа – 2007. – С.10-15.

116. Хузина, Л.Б. Технологическое решение для повышения эффективности работ долот PDC / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – №5. – С.70 – 77.

117. Хузина, Л.Б. Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Хузин Б.А // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – №3. – С.31–32.

118. Чулкова, В.В. Разработка методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Чулкова В.В. – Москва. – 2017. – 111 с.

119. Чулкова, В.В. Метод выбора долот PDC для перемежающихся по твердости горных пород / В.В. Чулкова // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2016. – №3. – С.7–9.

120. Че, В.В. Эффективность применения долот PDC на нефтяных месторождениях Западной и Восточной Сибири / Че В.В., Заливин В.Г. // Проблемы освоения минеральной базы Восточной Сибири: сб. науч. тр. – 2009. – С.17–20.

121. Шарипов, А.Н. Оптимизация конструкций долот PDC, направленная на снижение времени бурения секции под эксплуатационную колонну / Шарипов А.Н., Храмов Д.Г., Ковалевский Е.А. // Бурение и нефть. – 2011. – №2. – С.2–6.

122. Шарипов, А.Н. Долота для бурения твердых пород / Шарипов А.Н., Мингазов Р.Р. // Бурение и нефть. – 2010. – №8. – С.3–6.

123. Шлык, Ю.К. Согласование динамических характеристик элементов системы турбобур-долото-забой с целью улучшения показателей бурения. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ю.К. Шлык. – Уфа, 1983. – 197с.

124. Шороховецкий, С.Е. Мировой опыт применения технологии бурения на обсадной колонне / Шороховецкий С.Е., Ковалев А.В. // Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Проблемы геологии и освоения недр. - 2016. - С. 804-806.

125. Aleksandrov, K.A. Drilling-with-casing technology pilot testing results / Aleksandrov K.A., Kiselev E.V., Ovchinnikov S.N., Tan M., Gelfgat M.Ya., Kulikov S.S., Shilkin P.S., Priymachenko D.A., Fedoseev D.A., Gnibidin V.N. // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference. - 2015.

126. Chung, C. Improved performance with new casing while drilling bit design elements – Development and case studies / Chung C., Hakam A., Tan M., Ugwuocha S., Twardowski E., Won K., Beattie S. // Paper IPTC 15504 presented at the International Petroleum Technology Conference in Bangkok. - 2011.

127. Dewey, C. High performance wellbore departure and drilling system for accessing new target / Dewey C., Swadi S., Alsup S., Desai, P // Paper SPE 138001 presented at SPE/IADC Drilling conference and Exhibition. – 2011.

128. Johnstone, I. Casing-drilling step improvement: PDC successfully drills out casing bit and finishes hole section at lowest cost / Johnstone I., Chomley A., Cernev G., Hoq M., Atherton G., Cornel S. and Jacobs M. // Paper SPE 105395 presented at SPE/IADC Drilling Conference. - 2007.

129. Khuzina, L.B. Torque reduction while drilling with casing / Khuzina L.B., Fazlieva R.I., **Gimaztdinova E.A.** // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. - 2019. - C. 022043.

130. Khuzina, L.B. Reduction while Drilling With Casing / Khuzina L.B., Fazlieva R.I., **Gimaztdinova E.A.** // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International science and technology conference «Earth science», 2019.

131. Khuzina, L.B. Studies of equipment stability for drill string in oil fields Development /Исследование устойчивости элемента оборудования бурильных колонн при разработке нефтяных месторождений / Khuzina L.B., Shaykhutdinova A.F., Gabzalilova A.Kh. // Proceedings of the International Symposium "Engineering and Earth Sciences: Applied and Fundamental Research" dedicated to the 85th anniversary of H.I. Ibragimov (ISSN2590-3217). – 2019. – pp. 723-726.

132. Kochegarova, N.A. Drilling with PDC-type diamond / Kochegarova N.A., Pankratova Ya.S. // Advanced research: problems and new approaches/ сборник статей Международной научно-практической конференции. Петрозаводск. - 2021. - С. 157-160.

133. Pat. 2002/9189863 A1 USA, – Drilling bit for drilling while running casing. / M. Wardley. – Publ. 19.12.2002.

134. Pat. 2004/0040704 A1 USA, – Downhole tool. / P.J. Baker. – Publ. 4.03.2004.

135. Pat. 2005/0183892 A1 USA, – Casing and liner drilling bits, cutting elements therefor, and methods of use. / J.T. Oldham, L.A. Sinor, E.E. McClain, R.A. Laing, E.C. Turner, M.W. Dykstra, E.C. Sullivan. – Publ. 25.08.2005.

136. Pat. 2009/0120693 A1 USA – Earth-boring tools attachable to a casing string and methods for their manufacture. / E.E. McClain, M.R. Isbell, J.T. Oldham, J.C. Thomas, M.W. Bird. – Publ. 14.05.2009.

137. Pat. 2010/0326729 A1 USA, – Casing bits, drilling assemblies, and methods for use in forming wellbores with expandable casing. / T.K. Mavel, M.J. Meiners, J.G. Evans. – Publ. 30.12.2010.

138. Pat. 2011/0061941 A1 USA, – Earth removal member with features for facilitating drill-through. / E.M. Twardowski, A.C. Odell, G.F. Feasey, S.O. Ugwuocha. – Publ. 17.03.2011.

139. Pat. 2011/0209922 A1 USA, – Casing end tool. / W.W. King, M.R. Reese, S.W. Drews, K.I. Alastair, S. Buteaund. – Publ. 01.09.2011.

140. Pat. 2011/0259604 A1 USA, Casing and liner drilling shoes having integrated operational components, and related methods. / J.T. Oldham, L.A. Sinor, E.E. McClain, R.A. Laing, E.C. Turner, M.W. Dykstra, E.C. Sullivan. – Publ. 27.10.2011.

141. Pat. 2011/0308813 A1 USA, Tubing shoe. / W.A. Barron, I.A. Kirk. – Publ. 22.12.2011.

142. Pat. 2011/8960332 B2 USA, Earth removal member with features for facilitating drill-through. / S.O. Ugwuocha, S. Rae. – Publ. 24.02.2015.

101. Pat. 2012/0103694 A1 USA, – Earth removal member with features for facilitating drill-through. / E.M. Twardowski, A.C. Odell, G.F. Feasey, S. Beattie, S.O. Ugwuocha. – Publ. 03.05.2012.

143. Pat. 2012/0255743 A1 USA, – Corrodable boring shoes for wellbore casing, and methods of forming and using such corrodable boring shoes. / J.A. Oxford. – Publ. 11.10.2012.

144. Pat. 2013/0098692 A1 USA, - Drill bit. / M. Wardley, M. Bavidge. – Publ. 25.04.2013.

145. Pat. 2013/0327575 A1 USA, – Earth removal member with features for facilitating drill-through. / E.M. Twardowski, A.C. Odell, G.F. Feasey, S. Beattie, S. Okorie, S.O. Ugwuocha. – Publ. 12.12.2013.

146. Pat. 2013/8517123 A1 USA, – Milling cap for a polycrystalline diamond compact cutter. / M.R. Reese. – Publ. 27.08.2013.

147. Pat. 2014/0246254 A1 USA – Methods of attaching cutting elements to casing bits and related structures. – W.D. Fuller, S.G. Patel. – Publ. 04.09.2014.

148. Pat. 2014/0299386 A1 USA, – Corrodable boring shoes for wellbore casing, and methods of forming such corrodable boring shoes. / J.A. Oxford. – Publ. 09.10.2014.

149. Pat. 2334741 A1 Canada, Casing drilling shoe. / Michael Wardley. – Publ. 11.12.2000.

150. Pat. 2832481 A1 Canada, Casing end tool. / W.W. King, M.R. Reese, S.W. Drews, K.I. Alastair. – Publ. 09.11.2010.

151. Pat. 7096982 B2 USA, Drill shoe. / D. McKey, D.M. Haugen. – Publ. 29.08.2006.

152. Pat. 7117960 B2 USA, Bits for use in drilling with casing and method of making the same. / J.L. Wheeler, R.W. Kapp. – Publ. 10.10.2006.

112. Pat. 8074749 B2 USA, Earth Removal member with features for facilitating drill-through. / E.M. Twardowski, A.C. Odell, G.F. Feasey, S. Beattie, S.O. Ugwuocha. – Publ. 13.12.2011.

153. Pat. 8297380 B2 USA, Casing and liner drilling shoes having integrated operational components, and related methods. / J.T. Oldham, L.A. Sinor, E.E. McClain, R.A. Laing. – Publ. 30.10.2012.

154. Pat. 8561729 B2 USA, Casing bit and casing reamer designs. / W.W. King, M. Reese, S.W. Drews, I.A. Kirk. – Publ. 22.10.2013.

155. King, W. PDC shearing cap technology protects cutters when drilling out casing bits for increased ROP and bit life in the next hole section / King W., Leon C., Reese M., Rumbos T. and Schader K. // Paper SPE 173086 presented at SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition. - 2015.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Патент на полезную модель**





## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Акт стендовых испытаний

УТВЕРЖДАЮ:  
 Главный технолог  
 ООО «Перекрыватель»

ООО «Перекрыватель»  
 ул. Лениногорский тракт 18,  
 г. Азнакаево индекс 423330

И.Ф. Хайбуллин

« 21 » 09 2022 г.

#### АКТ № 08-15-374 стендовых испытаний Долото-башмак

19.09.2022 г.

ООО «Перекрыватель»

г. Азнакаево

Мы, нижеподписавшиеся, зам. начальника цеха МиП Пезамутдинов Р.А., вед. инженер-конструктор КТС Халилов А.С., руководитель СКК Галлямов А.Ф., младший научный сотрудник кафедры БНГС АГПИ Гимазтдинова Э.А., заведующий кафедры БНГС АГПИ, провели испытание долото-башмака для бурения на обсадной колонне (патент RU 192852 U1, МПК E21B 10/00).

#### **Объект испытаний.**

Долото-башмак для бурения на обсадной колонне (далее по тексту - долото-башмак)

#### **Цель испытаний.**

1. Определение давления среза штифта.
2. Подтверждение срабатывания раскрытия лопастей.

#### **Выполнение работ.**

1. Для проведения испытаний изготовили долото-башмак. Завернули на долото-башмак заглушку со штуцером.
2. Установили долото-башмак на стенд гидронепитаний, заполнили водой.
3. Включили компрессор, постепенно увеличивали давление.
4. При давлении 130 кПа зафиксировали срез штифта.
5. Зафиксировали раскрытие лопастей. Подклинок не выявлено.

#### **Заключение.**

1. Давление среза штифта – 130 кПа.
2. Лопастей раскрылись без подклинок.

Согласовано:

Зам. начальника цеха МиП



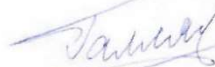
Р.А. Пезамутдинов

Вед. инженер-конструктор КТС



А.С. Халилов

Руководитель СКК



А.Ф. Галлямов

Мл. научный сотрудник  
кафедры БНГС



Э.А. Гимазтдинова

Зав. кафедры БНГС



Л.Б. Хузина