

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

На правах рукописи



ШАЙХУТДИНОВА АЛИЯ ФАРИТОВНА

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА КОМПОНОВКИ С ДИНАМИЧЕСКИ
АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ PDC**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук, доцент
Хузина Лилия Булатовна

Альметьевск – 2019

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1 ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ КНБК С ДОЛОТАМИ РЕЖУЩЕ-ИСТИРАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ.....	10
1.1 Общие сведения о долотах PDC.....	10
1.2 Анализ применения КНБК с долотами PDC в ПАО «Татнефть».....	13
1.2.1 Бурение под направление.....	16
1.2.2 Бурение под кондуктор.....	19
1.2.3 Бурение под эксплуатационную колонну.....	22
1.3 Обзор устройств и механизмов, способных регулировать динамическую нагрузку на долото.....	26
1.4 Влияние наведённой вибрации на эффективность бурения по данным зарубежных исследований.....	30
1.5 Выводы по главе 1.....	36
ГЛАВА 2 АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТА ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНОЙ КНБК.....	38
2.1 Анализ действующих сил для начального положения клапана скважинного осциллятора-турбулизатора в статических условиях.....	44
2.2 Анализ действующих сил для закрытого положения клапана скважинного осциллятора-турбулизатора в статических условиях.....	45
2.3 Анализ действующих сил при работе скважинного осциллятора-турбулизатора в динамических условиях.....	46
2.4 Исследование влияния вязкости жидкости на амплитудно-частотные характеристики осциллятора-турбулизатора.....	53
2.5 Исследование влияния плотности жидкости на амплитудно-частотные характеристики осциллятора-турбулизатора.....	54
2.6 Исследование влияния расхода жидкости на амплитудно-частотные характеристики осциллятора-турбулизатора.....	55
2.7 Выводы по главе 2.....	56

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА, МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ СТЕНДОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КНБК С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ.....	57
3.1 Предварительные опытно-конструкторские работы.....	57
3.2 Существующие конструкции стендов для исследования виброусилителей.....	61
3.3 Разработка конструкции стенда для исследований осциллятора- турбулизатора.....	65
3.4 Оснащение стенда измерительной аппаратурой.....	69
3.5 Методика проведения исследований.....	75
3.6 Теоретические исследования. Обработка и сопоставление результатов экспериментальных и теоретических исследований работы скважинного осциллятора-турбулизатора.....	78
3.7 Выводы по главе 3.....	86
ГЛАВА 4 ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ И ДОЛОТОМ PDC.....	87
4.1 Опытно-промысловые испытания на скважине Шереметьевского месторождения.....	87
4.2 Опытно-промысловые испытания на скважине №1 Аканского месторождения.....	90
4.3 Опытно-промысловые испытания на скважине №2 Аканского месторождения.....	92
4.4 Опытно-промысловые испытания на скважине Берёзовской площади.....	93
4.5 Экономическое обоснование эффективности применения предлагаемой технологии.....	100
4.6 Выводы по главе 4.....	102
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	106

ПРИЛОЖЕНИЕ А Акт о результатах проведения опытно-промысловых испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Шереметьевском месторождении Республики Татарстан.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт о результатах проведения опытно-промысловых испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Аканском месторождении Республики Татарстан.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ В Акт о результатах проведения опытно-промысловых испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Аканском месторождении Республики Татарстан.....	129
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Акт о результатах проведения опытно-промысловых испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Березовской площади Республики Татарстан.....	132

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертации

Одной из важных проблем нефтегазовой отрасли России является необходимость поддержания добычи на существующем уровне. Среди задач, стоящих перед нефтегазовыми сервисными компаниями, осуществляющими эксплуатационное бурение, актуальной является сохранение конкурентоспособности на российском рынке нефтесервисных услуг, которое невозможно без качественного строительства скважин. В связи с этим, повышение технико-экономических показателей строительства скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности нефтесервисных буровых компаний.

Как показывает практика, за счёт правильного подбора породоразрушающего инструмента, можно увеличить механическую скорость бурения, проходку на долото и получить экономию капитальных затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин до 30-40% от общей стоимости скважины. На сегодняшний день наиболее современными и эффективными считаются долота PDC (Polycrystalline Diamond Compact). Долота PDC разрушают породу истирающе-режущим действием в отличие от разрушения породы шарошечными долотами дробяще-скалывающего типа. Основными показателями эффективности PDC долот в отличие от шарошечных является кратное увеличение проходки на долото и повышение механической скорости бурения. Однако при прохождении пород, перемежающихся по твёрдости, у долот типа PDC, как правило, наблюдаются низкая механическая скорость бурения и стойкость инструмента.

Одним из путей улучшения эффективности разрушения горной породы является включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) наддолотных технических устройств, усиливающих динамическую составляющую осевой нагрузки на долото. Однако практическая реализация преимуществ, связанных с внедрением в практику бурения динамических КНБК, оказалась сопряжена со

значительными трудностями, которые, в первую очередь, касаются сложности конструкций существующих устройств.

Таким образом, проведение комплекса работ по исследованию и разработке динамической компоновки, позволяющей сочетать статическую нагрузку на долото PDC с динамическим импульсом, при сохранении непрерывного контакта долота с забоем и улучшение качества проводки скважины в перемежающихся по твёрдости горных породах, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

Цель работы - повышение эффективности бурения нефтяных и газовых скважин в условиях перемежающихся по твёрдости горных пород.

Идея работы заключается в создании дополнительной динамической нагрузки на долото путём включения в состав КНБК динамически активного элемента, позволяющего увеличить механическую скорость бурения и проходку на долото.

Основные задачи работы:

1. Анализ отработки долот PDC и применяемых КНБК на скважинах, пробуренных на месторождениях Республики Татарстан, а также обзор существующих устройств и механизмов, способных регулировать динамическую составляющую осевой нагрузки на долото.
2. Разработка схемы КНБК с динамически активным элементом для более эффективного разрушения горной породы долотами PDC.
3. Проведение аналитических исследований работы динамически активного элемента КНБК— осциллятора-турбулизатора.
4. Проведение стендовых испытаний динамически активного элемента КНБК по определению влияния расхода промывочной жидкости на основные технические показатели осциллятора-турбулизатора.
5. Проведение опытно-промысловых испытаний КНБК с динамически активным элементом и долотом PDC с целью определения влияния её работы на основные технико-экономические показатели бурения. Проведение технико-экономической оценки разработанной КНБК.

Методология и методы исследований включают в себя комплекс аналитических методов с применением современных программных средств, стендовых исследований, промысловых испытаний и статистических обобщений результатов.

Научная новизна заключается в разработке математической модели работы осциллятора-турбулизатора для конкретных геометрических параметров и характеристик материала, позволяющей оценить влияние плотности, вязкости и расхода промывочной жидкости на частоту его колебаний, а также в экспериментальном подтверждении повышения эффективности работы долот PDC в перемежающихся по твёрдости горных породах за счёт создания дополнительной динамической нагрузки на долото с помощью осциллятора-турбулизатора, входящего в состав КНБК.

Защищаемые научные положения:

1. Разработанная математическая модель работы осциллятора-турбулизатора позволяет оценить влияние плотности, вязкости и расхода промывочной жидкости на частоту его колебаний, а также подобрать работоспособные конструкции основного рабочего органа осциллятора-турбулизатора – клапана.

2. В перемежающихся по твёрдости горных породах увеличение механической скорости бурения долотами PDC до 35%, проходки на долото до 10% обеспечивается за счет воздействия дополнительной динамической нагрузкой, создаваемой осциллятором-турбулизатором, включённым в состав КНБК, с частотным диапазоном колебаний 10-80Гц.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций определяется современным уровнем аналитических и достаточным объёмом экспериментальных исследований, высокой степенью сходимости результатов и воспроизводимостью полученных данных.

Практическая и теоретическая значимость работы:

1. Разработана компоновка низа бурильной колонны для повышения эффективности бурения скважин в перемежающихся по твёрдости горных

породах с включением в неё долота PDC, осциллятора-турбулизатора, которая успешно прошла промысловые испытания и позволила повысить показатели бурения на скважинах в условиях Урало-Поволжья.

2. Результаты теоретических, лабораторных и промысловых исследований разработанной КНБК используются в учебном процессе ГБОУ ВО АГНИ при изучении студентами дисциплин «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», «Породоразрушающий инструмент», при выполнении выпускных квалификационных работ бакалавров, обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин», научно-исследовательских работ магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» программы «Строительство нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на всероссийских, международных и региональных конференциях, в том числе научно-практической конференции «Научная сессия ученых Альметьевского государственного нефтяного института» (г. Альметьевск, 2013,2014,2015,2016гг.); XI Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (г. Туапсе, 2014); молодёжной научно-практической конференции ООО «УК «Татбурнефть»» (г. Альметьевск, 2016); научно-технической конференции, посвященной 60-летию «ТатНИПИнефть» (г. Бугульма, 2016); молодёжной научно-практической конференции НГДУ «Елховнефть» (г. Альметьевск, 2016); научном форуме молодых работников НГДУ «Альметьевнефть» (г. Альметьевск, 2016); Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2016); Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2017); Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2018); Всероссийской научно-технической

конференции «Трудно-извлекаемые запасы нефти и газа. Проблемы, исследования и инновации» (г. Уфа, 2019); XVI Всероссийская научно-практическая конференция «Ашировские чтения» (г. Туапсе, 2019).

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 30 работах, в том числе 8 работ изданы в ведущих научных рецензируемых журналах, включенных в перечень ВАК РФ, 2 - в изданиях, индексируемых международной научной базой цитирования Scopus и Web of Science, получен патент РФ.

Личный вклад. Проведен анализ применения долот PDC на скважинах месторождений Республики Татарстан, выявлены проблемы; сформулированы цель, задачи исследований; разработана схема компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото; проведены теоретические исследования, стендовые и промысловые испытания, в результате которых доказана эффективность компоновки.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, основных выводов, списка использованной литературы из 134 наименований, содержит 135 страниц машинописного текста, в том числе 53 рисунка, 17 таблиц и 4 приложения.

ГЛАВА 1 ОБЗОР РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ КНБК С ДОЛОТАМИ РЕЖУЩЕ-ИСТИРАЮЩЕГО ДЕЙСТВИЯ

Выбор наилучшего породоразрушающего инструмента для определённых условий бурения является одной из проблем, с которой приходится сталкиваться при планировании строительства скважины. Рациональный выбор породоразрушающего инструмента способен обеспечить значительную экономию капитальных затрат при строительстве скважин, поэтому оптимизация процессов бурения стимулирует внедрение новых типов и конструкций буровых долот [2,3,11,12, 17,18].

Вопросами, связанными с исследованием механизма разрушения горных пород, созданием и повышением надёжности породоразрушающего инструмента в различных горно-геологических условиях занимались многие отечественные и зарубежные исследователи: Абрамсон М.Г., Акчурин Х.И., Байдюк Б.В., Башкатов Д.Н., Бикбулатов И.К., Бикчурин Т.Н., Борисов К.И., Богомолов Р.М., Виноградов В.Н., Волик Д.А., Гинзбург Э.С., Горшков Л.К., Гусман А.М., Дверий В.П., Ишбаев Г.Г., Кагарманов Н.Ф., Кершенбаум В.Я., Константинов Л.П., Корнилов Н.И., Леонов Е.Г., Мавлютов М.Р., Матвеев Ю.Г., Нескромных В.В., Павлова Н.Н., Попов А.Н., Соловьев Н.В., Спивак А.И., Сукманов Г.И., Третьяк А.Ф., Чихоткин В.Ф., Шрейнер Л.А., Бингхем М., Бессон А., Беллин Ф., Гислин Д., Мелколм Т., а также большой ряд других авторов. Результаты их плодотворной работы легли в основу дальнейшего совершенствования породоразрушающих инструментов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин [16, 61, 13, 14,15,118, 119, 51, 9, 69, 70, 64, 1, 48, 65, 66, 68].

1.1 Общие сведения о долотах PDC

Профессор В.С. Владиславлев теоретически доказал, что самым эффективным методом разрушения горных пород, независимо от категории их твердости, является процесс резания. В1973 году компания Christensen провела

первые промышленные испытания долот с искусственными алмазными резцами Stratapax производства компании General Electric [49]. С 1980 года началось широкое применение различных модификаций подобных долот, получивших название PDC (Polycrystalline Diamond Cutter - поликристаллические алмазные резцы).

Долота типа PDC относятся к технологически новому поколению долот, режущие лопасти которых усилены поликристаллическими алмазными резцами. Они разрушают породу истирающе-режущим действием в отличие от разрушения породы шарошечными долотами дробяще-скалывающего типа. Конструкция долота PDC показана на рисунке 1.1.

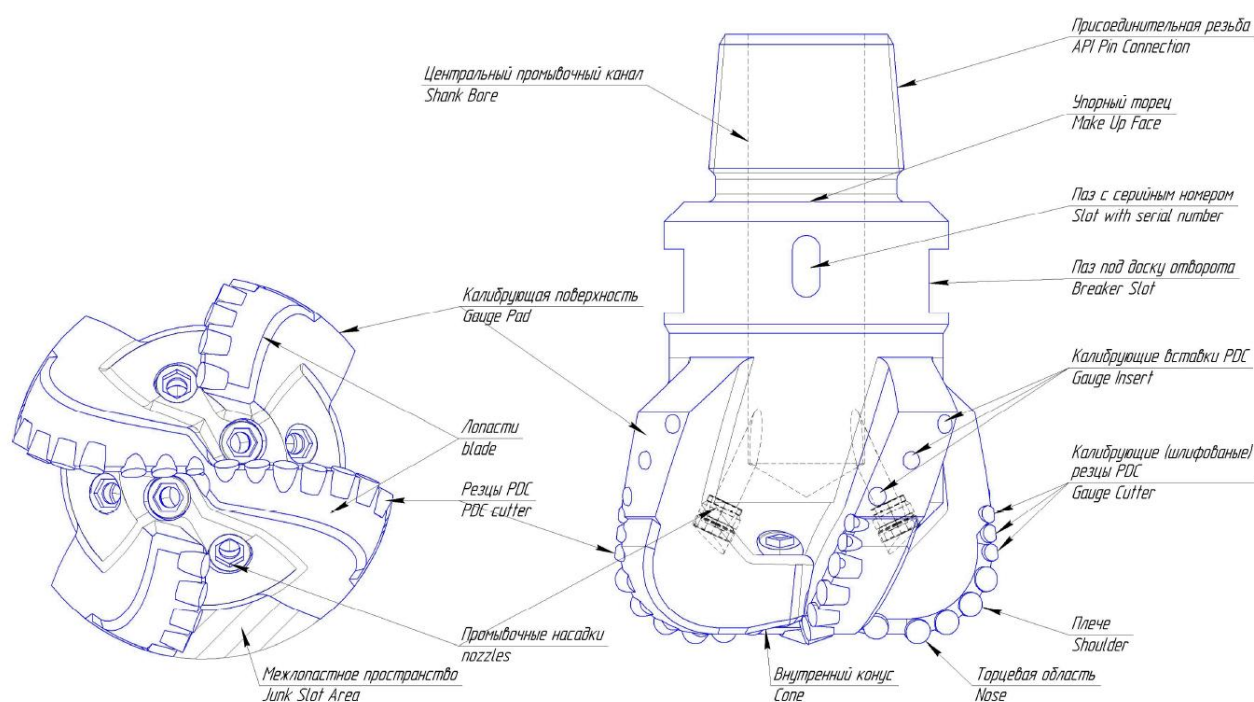


Рисунок 1.1 - Конструкция долота PDC

На сегодняшний день на российском рынке доля буровых долот PDC, используемых при бурении, составляет более 70%, оставшаяся доля приходится на шарошечные долота [128]. В Республике Татарстан в последние годы также наблюдается значительный рост применения долот данного типа. На рисунке 1.2 приведены сравнительные данные по применению PDC и шарошечных долот в

компании ПАО «Татнефть» за 2012- 2018 гг. Так, если доля использования долот PDC в 2012 году составляла всего 0,5%, то в 2018 году - 82% .

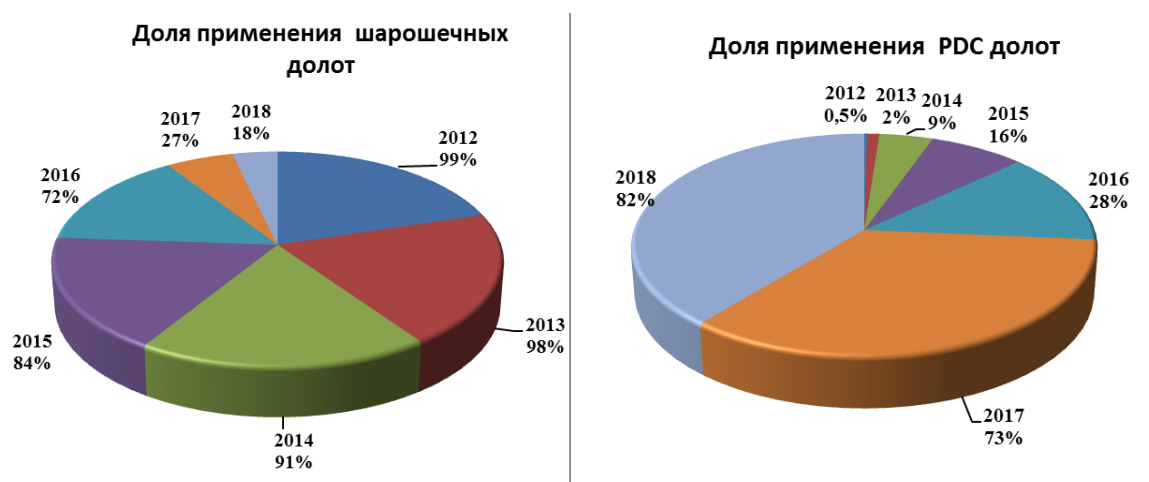


Рисунок 1.2 – Сравнительные показатели по применению шарошечных и PDC долот в компании ПАО «Татнефть»

Применение долот PDC в отличие от шарошечных позволяет не только повысить механическую скорость бурения и добиться наилучшей управляемости при бурении горизонтальных участков, но и сократить сроки строительства скважин, что приводит к значительному экономическому эффекту. Кроме того, в таких долотах отсутствуют подвижные части, что снижает аварийность работ.

В настоящее время модификации долот PDC развиваются быстрыми темпами. Конкурирующие производители предлагают большой спектр долот данного типа для различных условий применения при бурении и отборе керна, практически непрерывно совершенствуя и внося новшества в конструкцию [8, 50, 62, 67, 25, 124, 125-127, 132].

Особенно широкое применение долота PDC получили на месторождениях Западной Сибири, породы которых представлены в основном мягкими с включением средних по твёрдости горных пород.

Ведущими производителями долот разработан целый ряд конструкций PDC долот для бурения в мягких и средних горных породах, которые показывают отличные результаты, что отражено во множестве публикаций [31, 33, 34, 35, 96-

100, 44, 19, 115, 116]. Однако в перемежающихся по твёрдости горных породах существенных результатов не достигнуто.

1.2 Анализ применения КНБК с долотами PDC в ПАО «Татнефть»

Низкая механическая скорость и стойкость шарошечных долот при строительстве скважин нефтегазовых месторождений Урало-Поволжского региона привели к необходимости пересмотра подхода к выбору породоразрушающего инструмента. Компания ПАО «Татнефть» впервые применила долота PDC в 2006 году.

Горно-геологический разрез Татарстана в основном представлен перемежающимися по твердости горными породами: известняками, доломитами с включениями окремнелостей, гипсами, песчаниками, аргиллитами, алевролитами от IV до VIII категорий буримости, что значительно усложняет применение долот типа PDC на некоторых участках. В таблице 1.1. приведены физико-механические свойства горных пород разреза типовой скважины Ромашкинского месторождения, являющегося одним из крупнейших месторождений на территории Волго-Уральской провинции, располагающейся в восточной части Татарстана (рисунок 1.3).

Стоит отметить, что уменьшение сроков строительства скважин и скорейший ввод в эксплуатацию месторождений являются приоритетным направлением для данного региона, что ставит перед производителями долот задачи по разработке более эффективной продукции [115, 4-6, 99, 96-99].



Рисунок 1.3 – Обзорная карта района

Таблица 1.1 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Твердость породы, кгс/см ²	Категория абразивности по Шрейнеру Л.А.	Категория породы по промысловой классификации	Кoeffи- циент Пуассо- на
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	5	пески, суглинки	1800	140	2	мягкие	
P ₂	5	236	песчаники, глины	2200	140	2-4	средние	0,25
P ₁	236	472	доломиты, известняки	2500	190	4-7	твердые	0,28
C ₁	472	548	известняки	2590	190	4-7	твердые	0,28
C ₂ mc+pd+k r	548	803	доломиты, известняки	2400	210	2-7	твердые	0,3
C ₂ vr	803	853	известняки, алевролиты	2500	140	2-4	средние	0,25
C ₂ b	853	881	известняки, доломиты	2500	190	2-7	твердые	0,28
C ₁ srp + ok	881	1141	известняки, доломиты	2500	190	2-7	твердые	
C ₁ bb + tl	1141	1184	песчаники, аргиллиты	2400	140	2-4	средние	0,25
C ₁ t + zv	1184	1289	известняки, доломиты	2500	190	4-7	твердые	0,28
D ₃ fm + fr ₂	1289	1640	известняки, доломиты	2500	190	4-7	твердые	0,3
D ₃ mn + sml + srg	1640	1791	известняки, доломиты	2600	210	2-7	крепкие	-
D ₃ kn	1791	1822	песчаники, глины	2400	140	2-4	средние	
D ₃ pch + D ₂	1822	1952	песчаники, известняки	2500	190	4-7	твердые	0,28
AR + Pt	1952	1962	гнейсы	2600	210	2-7	крепкие	

В рамках выполнения работ по НИОКР № 0002/144/2 «Анализ применения долот РДС и ГЗД по пачкам буримости и месторождениям ПАО «Татнефть» был проведён анализ отработки долот на 220 скважинах месторождений Республики Татарстан, результаты которого представлены ниже.

1.2.1 Бурение под направление

Были проанализированы карточки отработки долот и сводные отчёты по параметрам режима бурения 220 скважин, пробуренных на площадях компании ПАО «Татнефть» (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Количество скважин по площадям

Площадь (месторождение)	Кол-во скважин	Площадь (месторождение)	Кол-во скважин	Площадь (месторождение)	Кол-во скважин
Абдрахмановская	1	Зычешашская	4	Восточно-Сулеевская	3
Акташская	22	Матросовская	3	Гарейская	4
Алькеевская	3	Миннибаевская	18	Екатериновская	8
Альметьевская	4	Ново-Елховская	14	Елабужская	2
Бавлинская	21	Павловская	2	Ерсубайкинская	9
Берёзовская	13	Первомайская	2	залежь 3	8
Бахчисарайская	3	Сабанчинская	3	залежь 12	8
Бондюжская	2	Сармановская	2	залежь 31	3
Вишнево-Полянская	2	Северо-Альметьевская	4	залежь 33	2
Восточно-Макаровская	4	Соколкинская	5	Южно-Ромашкинская	5
залежь 221	7	Ташлиярская	3	Шегурчинская	12
Федотовская	2	Черноозерская	3	Чишминская	6
залежь 224	4	залежь 281	1	залежь 665	2
Всего	220				

Для этого по каждой скважине были рассмотрены показатели бурения, режимы бурения, применяемые компоновки низа бурильной колонны, под каждый интервал бурения.

Рассмотрим более подробно показатели по Акташской площади, ввиду наличия значительной выборки по скважинам для проведения анализа и характерных

особенностей, имеющих место для всего месторождения в целом. Акташская площадь расположена в северной части Ново-Елховского месторождения, геологический разрез которого представлен переслаиванием песчаных, алевроитовых и аргиллитовых пород.

В таблице 1.3 приведены основные показатели бурения долотами PDC диаметром 393,7мм под направление.

На рисунке 1.4 приведены средние показатели механической скорости при бурении под направление.

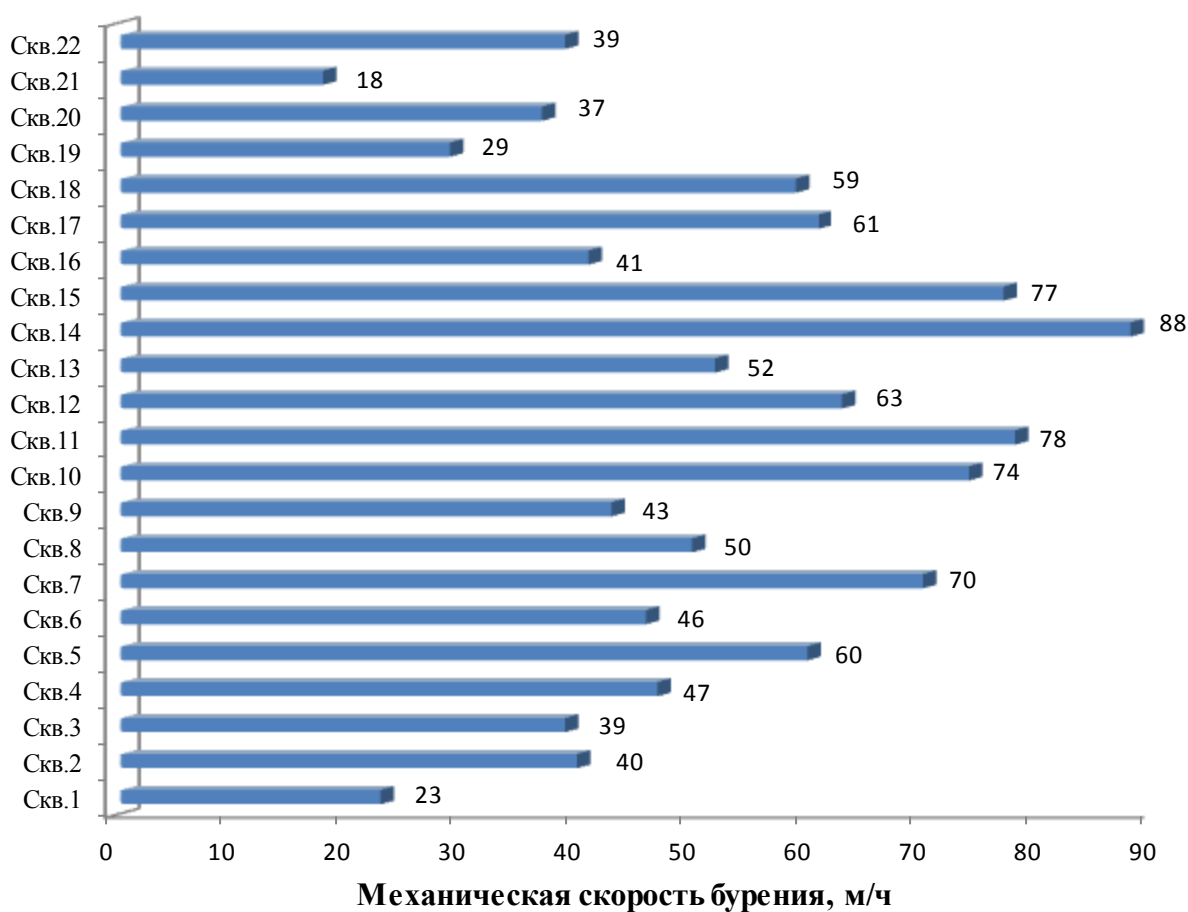


Рисунок 1.4 - Показатели средней механической скорости при бурении под направление на Акташской площади

Таблица 1.3 – Показатели бурения под направление долотом PDC диаметром 393,7мм

№ скв	Интервал бурения пачки, м	Проходка, м	Время бурения, час	ГЗД	Механическая скорость за пачку бурения, м/час	Рейсовая скорость, м/ч	Нагрузка на долото, кН	Давление на входе в скважину, МПа	Расход промывочной жидкости, м ³ /с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	21-187	166	7,1	ДР-195	23	7,2	30	3,9	0,035
2.	20-179	159	4	ДР-195	40	8,9	42	4,08	0,036
3.	20-179	159	4,1	ДР-195	39	8,3	41	3,9	0,034
4.	20-104	84	1,5	ДР-195	56	8,6	35	4,67	0,036
	104-188	84	2,2	ДР-195	39	8,0	43	3,98	0,039
5.	20-180	160	2,7	ДР-195	60	6,7	27	4,86	0,039
6.	20-180	160	3,5	ДР-195	46	11,2	43	3,81	0,033
7.	20-180	160	2,3	ДР-195	70	9,9	44	4,54	0,035
8.	26-185	159	3,2	ДР-195	50	5,5	36	4,14	0,032
9.	20-182	162	3,7	ДР-195	43	9,2	36	3,32	0,035
10.	20-190	170	2,3	ДР-195	74	10,1	36	4,67	0,038
11.	20-190	170	2,2	ДР-195	78	11,0	65	5,25	0,036
12.	25-185	160	2,5	ДР-195	63	5.400	23	2,17	0,022
13.	20-189	169	3,2	ДР-195	52	11.900	44	4,28	0,037
14.	27-183	156	1,8	ВЗД C5LZ244x7.0ПК	88	7,1	98	9,08	0,036
15.	20-178	158	2	ДШОТР5-240	77	8,0	70	2,78	0,035
16.	20-182	162	4	ДШОТР5-240	41	7,0	40	4,18	0,037
17.	23-120	97	2,6	ДШОТР-240	37	5,9	39	3,87	0,035
	120-186	66	0,8	ДШОТР-240	84	4,7	39	3,87	0,036
18.	20-180	160	2,7	ДШОТР5-240	59	7,1	57	9,21	0,032
19.	24-181	157	5,4	ДР-120	29	5,8	42	4,3	0,035
20.	20-183	163	4,4	ДШОТР-210	37	7,7	56	4,85	0,035
21.	20-21	1	0,1	ДР-195	20	0,1	12	3,97	0,035
	21-185	164	10,4	ДР-195	16	6,2	38	4,2	0,031
22.	20-188	168	4,3	ДР-195	39	8,0	18	3,8	0,032

Геологический разрез на данном интервале представлен наиболее мягкими породами. Средняя величина проходки при бурении долотами PDC под направление на Акташской площади составила 143 м; средние показатели механической скорости бурения - 52м/ч, бурение осуществлялось с помощью гидравлических забойных двигателей, максимальная нагрузка на долото составляла около 10 т., минимальная – 2т.; число оборотов изменялось в пределах 30-65 об/мин. На трёх скважинах причиной подъема КНБК стал отказ забойного двигателя. Износ долот незначительный. Код износа в среднем представлен 0,0,N,O,A,X,E,RR,TD. Согласно методике по оценке отработанных долот [131] приведённый код износа можно расшифровать следующим образом: резцы не изношены, долото пригодно для повторного использования.

Типовая схема КНБК, применяемая при бурении под направление: долото BS-393,7 VD 619-001 + переводник 215,9 + забойный двигатель ДР-195 + обратный клапан ОК/178 + центратор /212 + переводник 178 + УБТ /178 + ТБПВ /127.

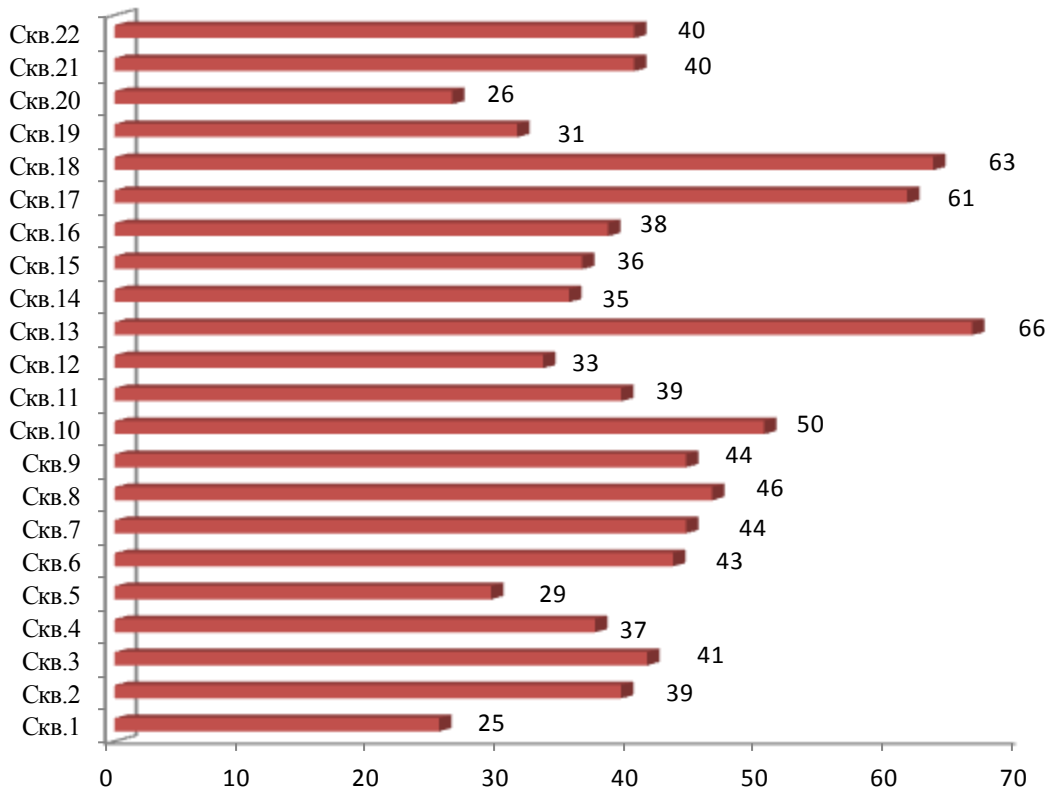
1.2.2 Бурение под кондуктор

В таблице 1.4 приведены основные показатели бурения долотами PDC диаметром 295,3мм под кондуктор.

На рисунке 1.5 приведены средние показатели механической скорости бурения под кондуктор.

Таблица 1.4- Показатели бурения под кондуктор долотом PDC диаметром 295,3мм

№ скв	Интервал бурения пачки, м	Проходка, м	Время бурения, час	ГЗД	Механическая скорость за пачку бурения, м/час	Рейсовая скорость, м/ч	Нагрузка на долото, кН	Давление на входе в скважину, МПа	Расход промывочной жидкости, м³/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	187-402	215	8,7	ДР-195	25	10	80	5,61	0,037
2.	179-391	212	5,5	ДР-195	39	12,7	100	4,2	0,034
3.	179-391	212	5,1	ДР-195	41	12,4	72	4,3	0,037
4.	188-395	207	5,6	ДР-195	37	10,90	90	4,6	0,033
5.	180-398	213	7,6	ДР-195	29	7,7	110	5	0,039
6.	180-394	214	5	ДР-195	43	10,7	110	6,3	0,035
7.	180-398	218	4,9	ДР-195	44	10,2	100	5,3	0,037
8.	185-404	219	4,8	ДР-195	46	11,2	90	4,2	0,033
9.	182-400	218	4,9	ДР-195	44	11,1	110	6,02	0,037
10.	190-393	203	4,1	ДР-195	50	12	80	5,7	0,038
11.	190-400	210	5,4	ДР-195	39	11	90	53,9	0,036
12.	185-272	87	1,7	ДР-195	40	5,2	50	40	0,034
	273-394	121	4,5	ДР-195	27	3,3	14	4,5	0,017
13.	189-395	206	3,1	ДР-195	66	13,8	110	4,7	0,037
14.	183-401	218	4,4	ВЗД 7LZ178x7.00 L-5 / 178.0 / 8,40	49	9,3	73	6,46	0,035
	401-409	8	0,4	ВЗД 7LZ178x7.00 L-5 / 178.0 / 8,40	21	0,6	33	5,9	0,035
15.	178-387	209	5,5	ДШОТР-240	36	5,8	90	2,4	0,034
16.	182-199	17	0,4	ДШОТР-240	38	1,4	40	3,4	0,026
	199-395	196	6,4	ДШОТР-240	39	3,7	60	5,2	0,034
17.	186-398	212	3,5	ДШОТР-240	61	8,6	80	6,7	0,040
18.	180-405	225	3,6	ДШОТР-240	63	6,6	70	8,74	0,033
19.	181-399	218	7,1	ДР-240	31	6,8	70	5,06	0,035
20.	183-402	219	8,6	ДШОТР-210	26	8,2	70	5,79	0,035
21.	185-404	219	5,5	ДР-195	40	10,6	70	6,78	0,031
22.	188-400	212	5,3	ДР195	40	7,9	90	4,93	0,033



Механическая скорость бурения, м/ч

Рисунок 1.5 - Показатели средней механической скорости при бурении под кондуктор на Акташской площади

Средняя величина проходки при бурении долотами PDC под кондуктор на Акташской площади составила 200 м; средние показатели механической скорости бурения - 43,3 м/ч, бурение осуществлялось с помощью гидравлических забойных двигателей, нагрузка на долото в среднем составляла 8т. Износ долот незначительный. Код износа в среднем представлен значениями 1,2,CT,G,X,I,RR,TD (наблюдается небольшой скол резцов на калибрующей поверхности, долото пригодно для повторного использования).

Типовая схема КНБК, применяемая при бурении под кондуктор: долото DS-295.3 SD 519-1002 + забойный двигатель ДР-195 + обратный клапан ОК/178 +

переводник 195 + переводник 178 + центратор /290 + УБТ /178 + ТБПН /127 + ТБПВ /127+ ТБПК /127.

1.2.3 Бурение под эксплуатационную колонну

В таблице 1.5 приведены основные показатели бурения долотами PDC диаметром 215,9мм под эксплуатационную колонну.

На рисунке 1.6 приведены средние значения механической скорости бурения под эксплуатационную колонну.

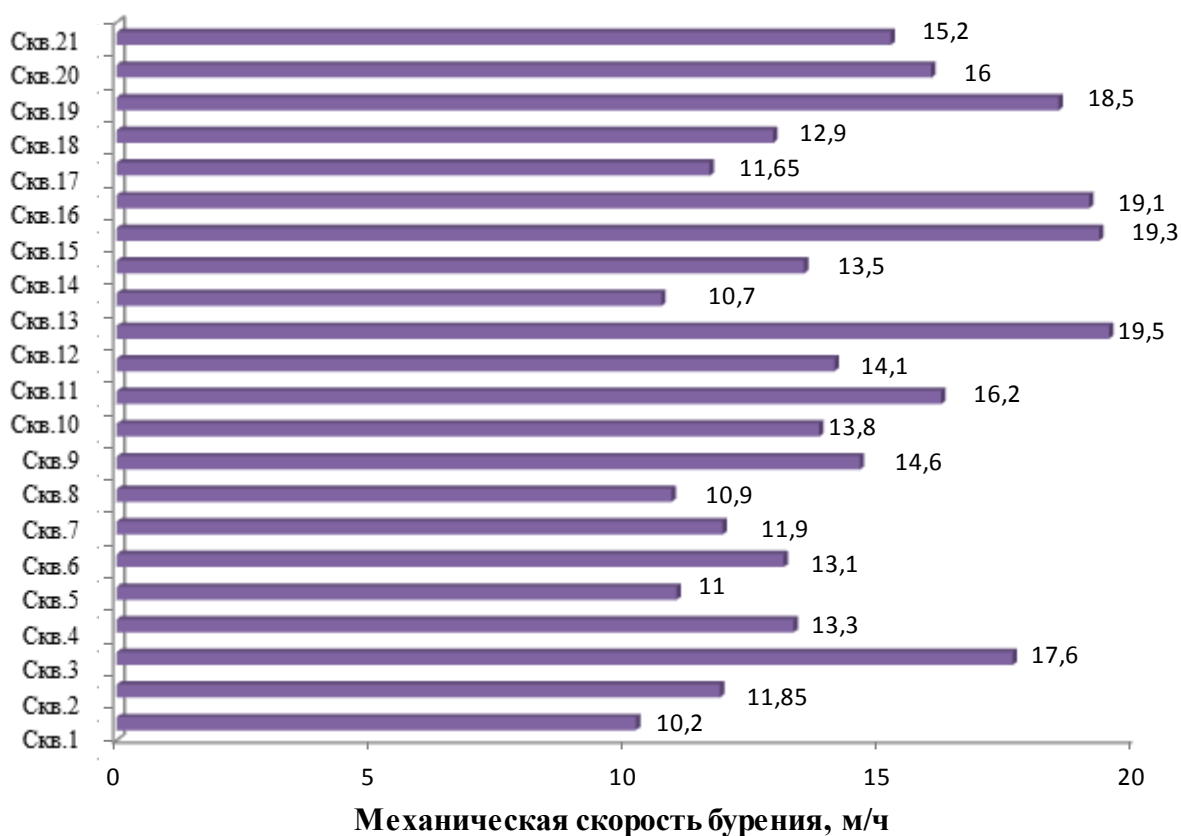


Рисунок 1.6 - Показатели средней механической скорости при бурении под эксплуатационную колонну на Акташской площади

Таблица 1. 5 - Показатели бурения под эксплуатационную колонну долотом PDC диаметром 215,9мм

№ скв	Интервал бурения пачки, м	Проходка, м	Время бурения, час	ГЗД (наименование, производитель, заводской номер)	Механическая скорость за пачку бурения, м/час	Рейсовая скорость, м/ч	Нагрузка на долото, кН	Давление на входе в скважину, МПа	Расход промывочной жидкости, м ³ /с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	402-889	487	34,4	ДР-178	10,2	5,3	98	6,74	0,034
2.	391-480	89	2,8	ДР-178	11,5	9,3	137	6,11	0,034
	480-910	430	19,3	ДР-178	12,2	6,7	127	7,86	0,034
3.	391-480	89	2,5	ДР-178	16,2	7,1	89	7,4	0,035
	480-903	423	22,2	ДР-178	19,1	7,9	120	8,69	0,035
4.	395-481	86	3,9	ДР-178	11,9	5,3	50	5,77	0,031
	481-864	383	15,5	ДР-178	14,7	9,3	103	7,67	0,032
5.	398-478	80	1,9	ДР-178	11,3	4,8	92	6,61	0,033
	478-872	394	19	ДР-178	10,7	7,3	118	7,49	0,033
6.	394-479	85	2,8	ДР-178	10,3	6,1	75	6,55	0,032
	479-885	406	18,2	ДР-178	12,3	9	99	7,8	0,033
	885-899	14	0,8	ДР-178	16,7	0,9	90	8,75	0,035
7.	398-480	82	1,3	ДР-178	13,6	3,9	110	6,92	0,030
	480-885	405	13,4	ДР-178	10,2	7,8	103	7,37	0,033
8.	404-480	76	3,7	ДР-178	10,5	3	144	6,3	0,037
	480-540	60	6,2	ДР-178	9,6	2,7	135	8,14	0,033
	540-863	323	14,2	ДР-178	12,8	6,8	106	9,38	0,031
9.	400-479	79	2,7	ДР-178	18,9	5,1	85	6,38	0,032
	479-883	404	19,9	ДР-178	10,3	8,5	136	9,32	0,033
10.	393-480	87	2,3	ДР-178	18	8.0	74	6,41	0,032
	480-559	79	6,5	ДР-178	12,1	5.0	118	7,75	0,033
	559-907	348	16,3	ДР-178	11,4	8.	98	7,16	0,034

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11.	400-479	79	2,7	ДР-178	19,4	4.	80	6,83	0,032
	378-480	102	6,6	ДР-178	15,5	5.	90	5,38	0,033
	480-918	438	18,3	ДР-178	13,9	6,8	90	8,98	0,031
12.	394-484	90	3,7	ДР-178	14,5	3.1	50	5,48	0,030
	484-914	430	31	ДР-178	13.8	4.8	70	7,66	0,035
13.	395-481	86	1,6	ДР-178	24	7.2	110	6,67	0,034
	481-863	382	14,8	ДР-178	15,9	9,4	90	7,65	0,034
14.	409-1166	757	70,9	ВЗД С7LZ120x7.00	10,7	4,9	90	14,4	0,018
15.	387-827	440	28,8	ДШОТР-178	15,3	5,6	130	8,13	0,031
	827-918	91	7,8	ДШОТР-178	11,7	3,6	60	8,69	0,032
16.	395-885	490	25,4	ДШОТР-178	19,3	5,5	120	9,7	0,032
17.	398-905	507	17,4	ДШОТР-178	19,1	7,1	90	11,7	0,034
18.	405-476	71	6,1	ДШОТР-178	11,7	1,7	80	9,3	0,034
	476-883	407	18,9	ДШОТР-178	11,6	5,2	100	10,8	0,033
19.	399-873	474	36,8	ДР-178	12,9	4,7	110	8,17	0,032
20.	402-917	515	27,8	ДР-178	18,5	6,5	90	8,38	0,030
21.	404-855	451	17,4	ДР-178	16	9	90	7,8	0,031
22.	400-928	528	20,9	ДР-178	15,2	7,7	120	8,7	0,032

Средняя величина проходки при бурении долотами PDC под эксплуатационную колонну на Акташской площади составила 270 м; средние показатели механической скорости бурения - 14/ч, бурение осуществлялось с помощью гидравлического забойного двигателя, нагрузка на долото в среднем составляла 11т. Основными причинами подъема КНБК была низкая скорость проходки. На некоторых скважинах наблюдался сильный износ вооружения долот. Код износа в среднем представлен значениями 6,7,RO,N,X,I,NO,TD; 7,2,RO,N,O,I,CT,PR.

Типовая схема КНБК, применяемая при бурении под эксплуатационную колонну: долото VS613PDG1RU/215.9 + забойный двигатель ДШОТР-178 + обратный клапан 172 + клапан переливной КП4-172+ телесистема Таргет НУБТ + переводник 178 + ТБПК /127 + переводник 178 + УБТ /178 + переводник 178+ ТБПК /127.

Итак, результаты проведённого анализа показали, что:

- выявлена эффективность применения долот PDC на различных интервалах бурения. Наибольший рост механической скорости определен на участках бурения под направление и кондуктор, представленных преимущественно мягкими и мягкими с включениями средних по твёрдости пород;

- группа разбуриваемых месторождений Татарстана при бурении под эксплуатационную колонну в интервале 300-800 метров «губительна» для бурения долотами типа PDC из-за сильного износа вооружения долот, вследствие чего наблюдались низкая механическая скорость и значительный износ резцов.

Вероятнее всего, низкая механическая скорость связана с интервалом бурения, горно-геологический разрез которого представлен перемежающимися по твёрдости породами, переслаиванием известняков, доломитов, аргиллитов и т.д., а также недоведением нагрузки до долота и подвисанием породоразрушающего инструмента [36,73-75,101-104].

Таким образом, в интервале бурения под эксплуатационную колонну ресурс долот PDC ещё полностью не изучен и необходимы новые технологические решения. На сегодняшний день одним из ресурсов повышения эффективности

бурения КНБК с долотами PDC в перемежающихся по твёрдости горных породах является включение в их состав новых элементов и механизмов. В следующем разделе приводятся существующие конструкции устройств и механизмов, способных регулировать динамическую нагрузку на долото.

1.3 Обзор устройств и механизмов, способных регулировать динамическую нагрузку на долото

Эффективность процесса разрушения горной породы бурением характеризуется величиной механической скорости, которая обусловлена выбором оптимальных технологических условий, называемых параметрами режима бурения. Традиционно основными параметрами режима бурения принято считать: осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент, частоту вращения инструмента, а также качество и количество промывочной жидкости. При правильном их расчете и выборе соотношения между ними достигаются высокие объемы разрушения горной породы в единицу времени, качественная очистка забоя и незначительная степень износа бурового оборудования.

Нагрузка на долото должна создаваться весом бурильных и утяжеленных труб. Известно, что любая из осевых нагрузок помимо статической, имеет и динамическую составляющую. Несмотря на то, что ее среднее значение обычно составляет лишь небольшую часть от статической, в ряде случаев она может играть решающую роль.

В последние десятилетия проводились различные лабораторные, промысловые и аналитические исследования работы бурильного инструмента [120, 76-80, 43, 63, 117, 123, 29, 30, 46, 10, 42, 45, 47, 94, 95, 121, 124]. Основные направления исследований были связаны в основном с гашением колебаний, которые снижали стойкость долота, сокращали срок службы элементов бурильной колонны. Разрабатывали различные демпферы, амортизаторы, отражатели колебаний, виброгасители и др.

Исследованиями динамики бурильного инструмента в процессе проводки скважин на нефть и газ занимались такие видные учёные, как М.М. Александров, П.В. Балицкий, Ю.С. Васильев, В.С. Владиславлев, М.С., Габдрахимов, А.С. Галеев, В.Г. Григулецкий, И.Л. Гуреев, Р.А. Иоаннесян, Л.Е. Калинин, З.Г., Керимов, В.Е. Копылов, Г.А. Кулябин, Н.Ф. Мавлютов, А.Х. Мирзаджанзаде, Э.М. Мухин, Ю.Ю. Никитин, Р.Х. Санников, В.В. Симонов, С.Л. Симонянц, А.И. Спивак, Б.З. Султанов, В.К. Хегай, Л.Б. Хузина, Ю.К. Шлык, Е.К. Юнин, А.Ш. Янтурин.

Одна из первых отечественных конструкций амортизатора для глубокого бурения на нефть и газ разработана в конце 60-х годов прошлого столетия. В современных виброзащитных устройствах в качестве амортизирующего узла используются резиновые и резино-металлические элементы, винтовые и тарельчатые пружины, сжатые стальные сетки, скрученный стальной трос, сжатый под определенным давлением в камере [96].

Одними из современных устройств являются разработки компании ООО НПП «Буринтех», которая в течение ряда лет ведёт исследования по созданию надежных и высокоэффективных элементов компоновок низа бурильной колонны, способных обеспечить оптимальное нагружение осевой нагрузкой породоразрушающего инструмента. Разработаны корректор подачи-демпфер типа КПД (рисунок 1.7) и протектор забойный типа ПЗ (рисунок 1.8) различных типоразмеров.



Рисунок 1.7 - Корректор подачи-демпфер типа КПД [39]

Корректор подачи-демпфер устанавливался над телесистемой с целью доведения нагрузки на долото при бурении горизонтального участка скважины и гашения осевых скачков нагрузок, вызванных большими силами трения. Результаты испытаний КПД были в составе следующей компоновки: долото БИТ

220,7 ВТ616 УСВ №16345 + ДРУЗ-172РС №3646 (7/8) (1.44_{мин}) + ПТСК-133 + НУБТ-172/КПД-172-300 + СБТ127+остальное, приведены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 - Результаты промысловых испытаний КПД на скважине №1547 Сургутского месторождения [39]

Номер скважины	Интервал бурения	Общий метраж, м	Наклонно-направленное бурение, м	Средняя скорость механического бурения интервала, м/ч
1547 (с КПД)	2900-3230	330	103	25,3
1543 (без КПД)	2915-3238	323	199	20,3

Протектор забойный предназначен для демпфирования крутильной и осевой вибрации, одиночных крутильных и осевых ударов, действующих на долото в процессе бурения, а также обеспечения оптимального равномерного нагружения породоразрушающего инструмента осевой нагрузкой.



Рисунок 1.8 - Протектор забойный типа ПЗ [40]

Компанией «ВНИИБТ-Буровой инструмент» серийно выпускаются амортизаторы пружинного типа АН1 (рисунок 1.9).



Рисунок 1.9 - Амортизаторы пружинного типа АН1 [96]

Также известными производителями амортизирующих устройств являются: ООО «Торговый дом «Радиус-Сервис» (Россия), «TIANHE» (Китай), компания «BICO Drilling Tools» (США), «Company Drill Master, Inc» (США) [96].

Однако демпфирование колебаний бурильной колонны может уменьшить эффективность разрушения горной породы, особенно пород выше V категории твёрдости, за счёт уменьшения динамической составляющей нагрузки на долото, ведь как признается многими учёными, без колебательных процессов невозможно углубление скважины.

Известно, что ударно-вращательный метод бурения способен увеличить скорость прохождения твёрдых слоёв пород [22, 26, 28, 81, 84, 52]. В [81] описаны первые конструкции гидроударников, предложенные Вольским В., Комаровым В.Н. и другими.

Широкие теоретические и экспериментальные исследования в этой области также проводились специалистами ВНИИБТ, Российского университета нефти и газа им. Губкина, Уфимского государственного нефтяного технического университета и др. [82, 83, 23, 24, 54-58].

Известны различные конструкции виброусилителей: с трехлопастным гидроприводом, перекидным клапаном, регулируемой динамикой, гидравлическим усилителем [23], характерным недостатком которых является наличие множества быстроизнашивающихся деталей, сложность клапанных или золотниковых узлов, наличие пружин в клапанных и возвратных узлах, а также большая ударная масса, которая приводит к быстрому выходу из строя долот.

В исследованиях [71, 84] приводятся результаты промысловых испытаний, которые подтвердили эффективность управляемого динамического воздействия

на долото. Однако, несмотря на то, что наложение вибраций на породоразрушающий инструмент способствует более эффективному разрушению горных пород, широкому применению регуляторов колебаний в бурении препятствует высокая аварийность, связанная с поломками вибромеханизмов ввиду существования недостаточно надёжных конструкций.

1.4 Влияние наведённой вибрации на эффективность бурения по данным зарубежных исследований

Интерес к устройствам, способным влиять на динамику бурильной колонны, проявляют и зарубежные исследователи [32,43]

Авторы [32] описывают скважинную систему возбуждения продольных вибраций в процессе бурения. В КНБК включается возбудитель продольных вибраций (ВПВ) - инструмент, создающий продольные вибрации в заданном диапазоне частот.

Проведенные лабораторные исследования на базе лабораторного комплекса Sandia National Laboratories (США) на стенде для создания продольных вибраций частотой до 90 Гц показали, что наибольшего прироста механической скорости проходки удалось добиться при частоте вибрации около 7 Гц и скорости вращения колонны 135 об/минуту. В эксперименте применяли для разбуривания гранита четырехлопастное долото PDC диаметром 82,55 мм (3,25 дюйма). Авторы связывают это обстоятельство с тем, что с повышением скорости вращения колонны глубина резания резцов долота PDC пропорционально уменьшается и амплитуда продольной вибрации начинает составлять значимую долю от этого значения. Исследование воздействия продольных и торсионных вибраций на процесс резания отдельно взятого резца PDC показало повышение эффективности на 24-58% при разбуривании известняка, песчаника и гранита.

Серия опытно-промышленных испытаний проводились на испытательном полигоне Catoosa (Owasso, штат Оклахома), где на нескольких скважинах испытывались различные сочетания элементов КНБК в аналогичных горно-

технологических условиях. Нагрузка на долото при бурении скважин в среднем составляла 6,8–7,7 тонн. Горно-геологический район представлен доломитами с включениями кремнистых сланцев. Наиболее показательным стало испытание компоновки №3, где возбудитель продольных вибраций был установлен над телесистемой. Максимальная механическая скорость проходки была достигнута при частоте 14,5 Гц (рисунок 1.10)

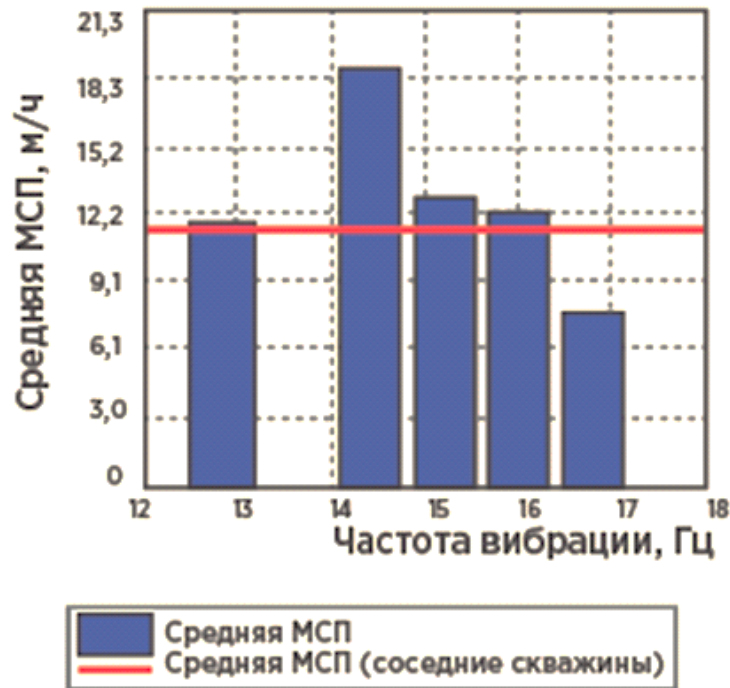


Рисунок 1.10 - Зависимость средней механической скорости от частоты вибрации [32]

Также авторы описывают опыт применения возбудителя продольных вибраций при бурении скважин в Алжире и в США. В первом случае применение ВПВ позволило фактически избавиться от проблемы «подклинок-прихватов» бурильной колонны при существенном росте средней механической скорости бурения в среднем на 30–33%, а проходка на долото - на 18% (рисунок 1.11).

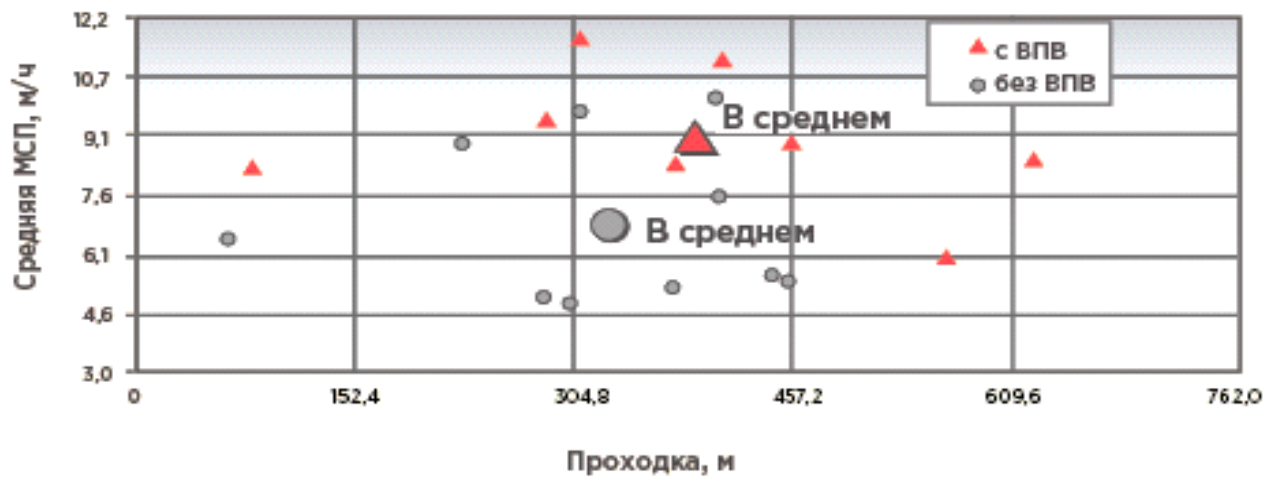


Рисунок 1.11 - Сравнительный анализ рейсов КНБК с ВПВ и без ВПВ с использованием однотипных долот [32]

В статье отмечается состояние извлеченных долот PDC: ...«если прежде большинство долот приходилось извлекать из скважин до достижения проектного забоя вследствие неприемлемого снижения механической скорости бурения по причине износа долота, то после внедрения ВПВ в большинстве случаев извлеченные из пробуренных скважин долота можно было использовать и далее».

Из зарубежных конструкций также хотелось бы остановиться на осцилляторе Andergauge Ltd (рисунок 1.12), которую разработала американская компания NOV (National Oilwell Varco).

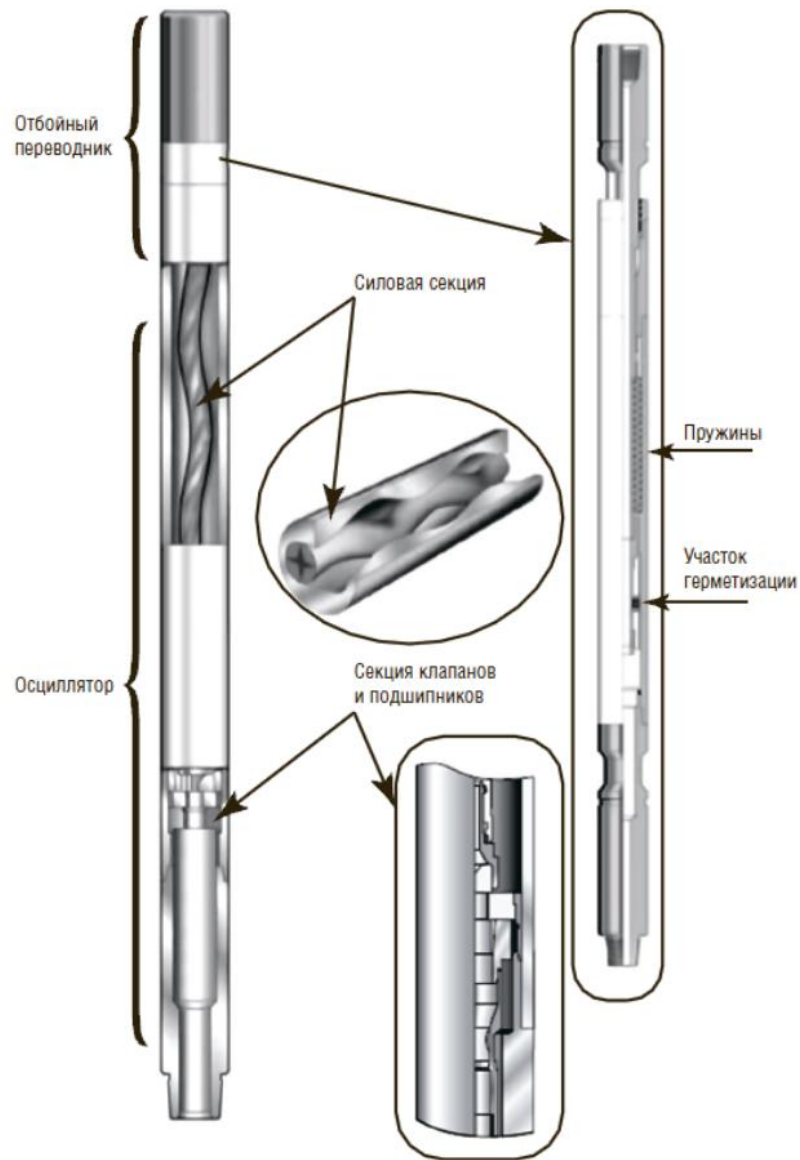


Рисунок 1.12 – Схема осциллятора компании NOV [129]

Силовая секция заставляет клапанную пару создавать пульсацию давления жидкости. Это, в свою очередь, активизирует генератор импульса, создающий осевые колебания буровой колонны, таким образом обеспечивается снижение сил трения. Клапанная секция оригинальной конструкции является наиболее важным узлом инструмента, она преобразует энергию протекающей жидкости в пульсацию давления. Этот эффект достигается путем создания циклического ограничения проходного сечения при помощи клапанной пары. Клапан открывается и закрывается периодически, в результате чего проходное сечение циклически меняется от минимума до максимума. Сам по себе осциллятор

создает только пульсацию давления жидкости. Для трансформации импульса в механические колебания при работе с муфтовым инструментом применяется генератор импульса, который монтируется в компоновку выше осциллятора.

Осциллятор Andergauge сообщает КНБК или бурильной колонне легкие колебательные движения, за счет чего существенно снижается сила трения бурильной колонны о стенки скважины. Это позволяет улучшить передачу необходимой нагрузки на долото и уменьшить «прихваты-срывы» при бурении в любом режиме, а особенно при ориентированном бурении с помощью управляемого забойного двигателя.

Для решения таких проблем, как подвисание КНБК при направленном бурении, отставание от падения угла и неудовлетворительная механическая скорость проходки, которые наблюдаются при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин в АО «Самаранефтегаз», в 2015 году были проведены испытания осциллятора фирмы NOV [122].

На скважине № 1 Горбатовского месторождения осциллятор применялся в интервале 2467-2645 м. Во время работы с осциллятором отмечались равномерная передача нагрузки на долото, отсутствие срывов КНБК, более интенсивное снижение угла и механическая скорость проходки выше плановой. На скважине №2 Бариновско-Лебяжинского месторождения осциллятор был включен в состав КНБК для бурения горизонтального участка в интервале 2238-2400 м. Данный интервал был пробурен в одно долбление. Проходка за рейс составила 162 м, а средняя механическая скорость – 2,83 м/ч [122].

Компания «Halliburton» произвела анализ эффективности работы данного осциллятора на Вынгапуровском месторождении, эффективность применения которого составила 38%. Результаты применения приведены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Анализ эффективности работы осциллятора «Agitator» компании NOV на Вынгапуровском месторождении [130]

Месторождение (площадь)		Интервал, м	Мех. скорость м/ч	Общ. интервал, м	Средняя мех. скорость, м/ч
Бурение с осциллятором	к. 266 скв.2208	2619-3303	21,7	772	24,8
	к. 10 скв.4209	2395-3346	28,5	1326	
	к. 10 скв.4209	2709-3227	19,4	964	
	к. 517 скв.6337	2409-3516	17,3	791	
	к. 220 скв.2813	2420-3084	15	642	
Бурение без осциллятора	к. 41а скв. 516	2416-3182	10	63,0	17,9
	к. 10 скв. 4205	2670-3262	17	49,6	
	к. 10 скв. 4206	2595-3286	20	50,3	

Применение системы осциллятор 171.5мм на Урненском месторождении компании ООО «ТНК-Уват» позволило увеличить скорость проходки на 26% и интервал более чем вдвое, а также снизить подклинки и залипания инструмента. Была применена КНБК с осциллятором: долото; переводник, двигатель (ВЗД 6 $\frac{3}{4}$ ”, 6/7 заходность, 5.0 ступеней (1.15°); переводник с обратным клапаном – 8 1/16”; стабилизатор; телесистема; немагнитные бурильные трубы; немагнитные УБТ; осциллятор; генератор импульсов; бурильные трубы; яс; бурильные трубы [129].

Применение системы осциллятор 120.7 мм в сочетании с долотом 149,2 мм DSR713M-A1 позволило увеличить скорость проходки и улучшить передачу нагрузки при бурении горизонтального ствола на скважине №10092 Оренбургского месторождения. Система была использована для бурения горизонтального участка с удержанием зенитного угла 99 °. Первым долблением был пробурен интервал 2096-2201м со средней скоростью 4 м/ч. Затем после шаблонировки, систему осциллятор расположили ближе к КНБК, что позволило добурить интервал до конечного забоя на глубине 2300 м со средней скоростью 4 м/ч. Литология интервала состояла из песчаника и известняка. Применяемые КНБК приводятся ниже [129]:

Рейс 1: PDC; ВЗД; немагнитные УБТ; телесистема; фильтр; ТБПК (3 трубы – 27,96 м); переводник; ТБПК (12 труб – 111,54 м); осциллятор; амортизатор; ТБПК.

Рейс 2: PDC; ВЗД; немагнитные УБТ; телесистема; фильтр; ТБПК (3 трубы – 27,96 м); переводник; ТБПК (3 трубы – 27,87 м); осциллятор; амортизатор; ТБПК.

В компании ПАО «Татнефть» осциллятор фирмы «Андергейдж» применялся и при бурении на месторождениях высоковязких битумных нефтей [85,104]. Осциллятор данной фирмы показывает достаточно высокие показатели бурения, однако данное устройство достаточно дорогое и его применение не всегда экономически целесообразно.

Выявлена эффективность применения современных вибрационных устройств зарубежного производства при проблемах преодоления сил трения бурильной колонны о стенки скважины на горизонтальных участках. Однако данные устройства устанавливались в КНБК на достаточно большом расстоянии от породоразрушающего инструмента, что приводит к недоведению динамической нагрузки до долота и плохому контакту с забоем.

Таким образом, подытоживая приведённый материал можно сказать, что применение долот PDC показывает хороший результат при бурении в мягких и средней мягкости породах. Однако имеются трудности при разбурировании перемежающихся по твёрдости горных пород. Для повышения эффективности разбурирования пород долотами PDC необходимо включение в КНБК специальных наддолотных устройств, способных создавать равномерную динамическую составляющую осевой нагрузки на долото, отличающихся надёжностью и невысокой стоимостью.

1.5 Выводы по главе 1

1. В последние годы наблюдается значительный рост применения долот PDC в компоновке низа бурильной колонны, в частности, на месторождениях

Республики Татарстан (РТ) доля использования долот PDC в 2012 году составляла 0,5%, а в 2018 году - 82%.

2. На основе проведённого анализа 220 скважин, пробуренных на месторождениях РТ, выявлена эффективность применения долот PDC на участках бурения под направление и кондуктор. Однако при бурении под эксплуатационную колонну наблюдался износ вооружения долота, низкая механическая скорость проходки, что, скорее всего, связано с прохождением перемежающихся по твёрдости горных пород, а также подвисанием долота, недохождением необходимой нагрузки до него и плохим контактом с забоем. Таким образом, можно сказать, что применение долот PDC в КНБК значительно увеличивает механическую скорость, проходку на долото при разбуривании однородных мягких и средней твердости горных пород, однако в перемежающихся по твердости породах остаются нерешенные вопросы.

3. Включение в компоновку специальных вибрационных наддолотных механизмов при бурении нефтяных скважин оказывает положительное влияние на эффективность разрушения горной породы. Однако на сегодняшний день разработано мало надежных, эффективных и недорогих элементов КНБК, способных усилить динамическую нагрузку на долото, с применением современного породоразрушающего инструмента типа PDC.

ГЛАВА 2 АНАЛИТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ ЭЛЕМЕНТА ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНОЙ КНБК

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института была разработана и запатентована типовая компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото, состоящая из долота PDC, скважинного осциллятора-турбулизатора, винтового забойного двигателя, телесистемы и бурильных труб [58] (рисунок 2.1).

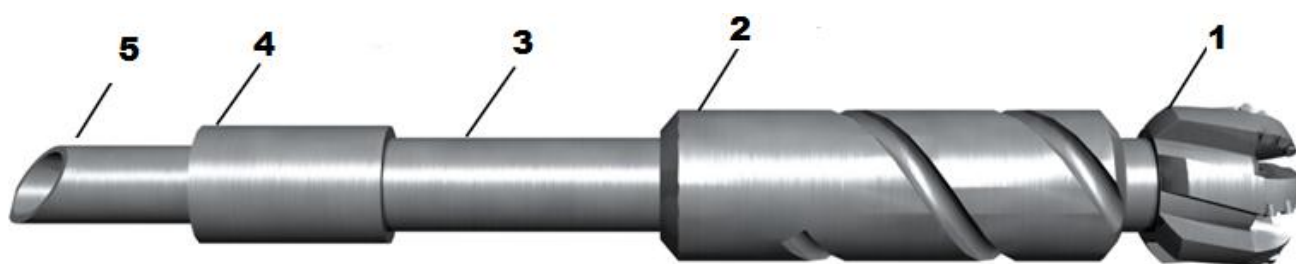


Рисунок 2.1 – Типовая компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC

1-долото PDC, 2 – осциллятор-турбулизатор, 3 – винтовой забойный двигатель (ВЗД), 4 – телесистема, 5 – бурильные трубы

В КНБК в качестве динамически активного элемента, создающего динамическую нагрузку на долото, используется скважинный осциллятор-турбулизатор (рисунок 2.2). Скважинный осциллятор-турбулизатор работает следующим образом. Промывочная жидкость (техническая вода, глинистый раствор, нефтяная эмульсия и т.п.) закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне бурильных труб к скважинному осциллятору-турбулизатору. Через проходной канал струя жидкости попадает на клапанный узел. Под ее действием клапан начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к внутренней стенке корпуса, в результате чего в определенные моменты времени проходной канал оказывается

перекрытым. Это приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости.

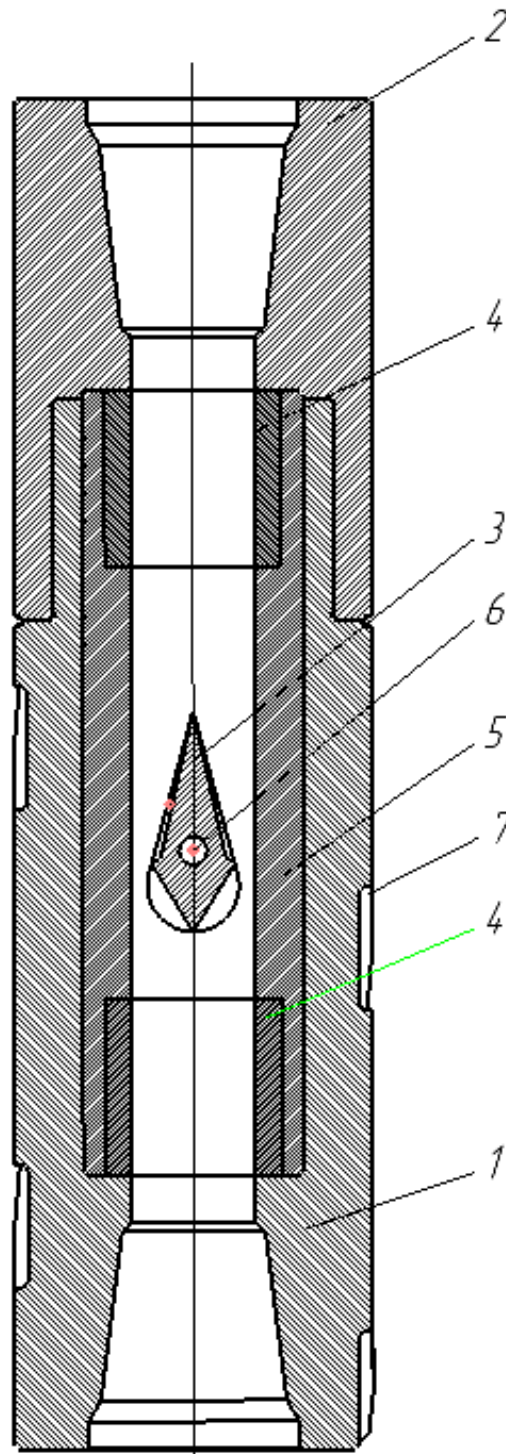


Рисунок 2.2 – Схема осциллятора-турбулизатора [60]

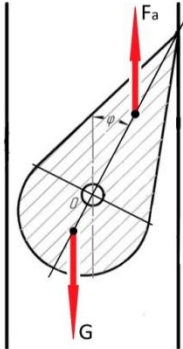
1-корпус; 2- крышка; 3- клапан (язычок); 4 - диффузор верхний, диффузор нижний; 5 – втулка; 6 – ось; 7 – насечки (пазы) для создания завихрения потока

Статическое исследование осциллятора-турбулизатора не дает возможности оценить зависимости частоты колебаний от плотности, вязкости промывочной жидкости и массы клапана, но позволяет сделать определенные выводы.

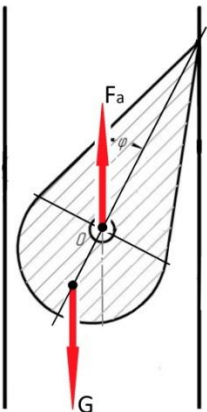
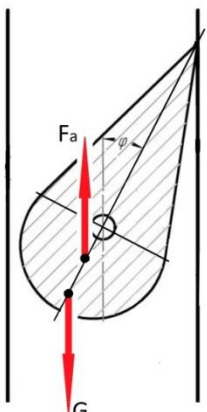
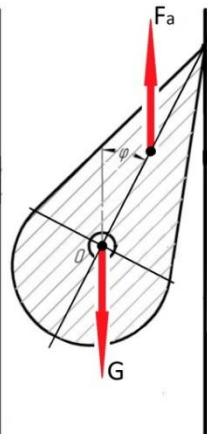
Предельное (крайнее) положение клапана зависит от его формы и размеров. Клапан должен обладать устойчивостью, т.е. способностью возвращаться в исходное вертикальное положение после прекращения действия отклоняющих сил. Отклоняющими силами будут сила давления промывочной жидкости (гидродинамическая сила $F_{\text{гидр}}$). Стабилизирующими силами (возвращающими клапан в исходное вертикальное положение) будут сила тяжести G и выталкивающая сила F_a (сила Архимеда). Центр масс и центр давления выталкивающей силы (силы Архимеда) в общем случае не совпадают (пример: поплавков с грузилом для рыбацкой удочки; воздушный шар с подвешенной корзиной для груза).

Так как по абсолютной величине $G > F_a$, необходимо, чтобы сила тяжести «работала» на открытие клапана (т.е. возвращала клапан в исходное вертикальное положение). Это возможно, если вектор силы тяжести G будет расположен левее относительно вертикальной оси (оси Y), проходящей через ось вращения (точку O). Все возможные варианты действия стабилизирующих сил приведены в таблице 2.1.

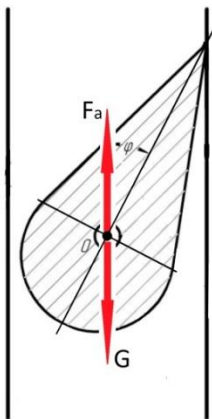
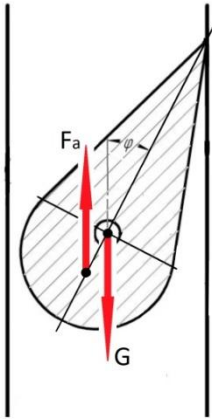
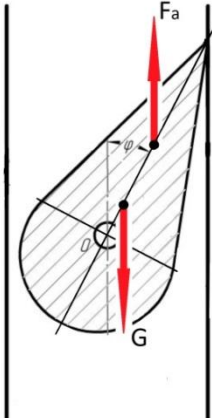
Таблица 2.1 - Варианты действия стабилизирующих сил

№ п/п	Схема действия стабилизирующих сил	Примечание
1.		Конструкция работоспособна

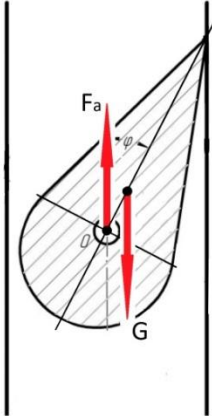
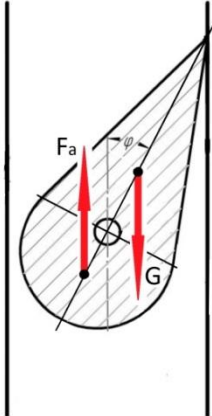
Продолжение таблицы 2.1

2.		Конструкция работоспособна
3.		Конструкция работоспособна
4.		Конструкция работоспособна

Продолжение таблицы 2.1

5.		Конструкция неработоспособна
6.		Конструкция неработоспособна
7.		Конструкция неработоспособна

Продолжение таблицы 2.1

8.		Конструкция неработоспособна
9.		Конструкция неработоспособна

Таким образом:

1) Определены работоспособные конструкции осциллятора-турбулизатора в зависимости от вариантов действия стабилизирующих сил (сила тяжести G и выталкивающая сила F_a).

2) Выталкивающая сила F_a может как способствовать, так и препятствовать возвращению клапана в вертикальное/исходное положение.

3) Соответствующим профилированием клапана можно исключить/уменьшить действие выталкивающей силы F_a .

2.1 Анализ действующих сил для начального положения клапана скважинного осциллятора-турбулизатора в статических условиях

Начальное положение клапана (в начальный момент запуска клапана в работу) приведено на рисунке 2.3.

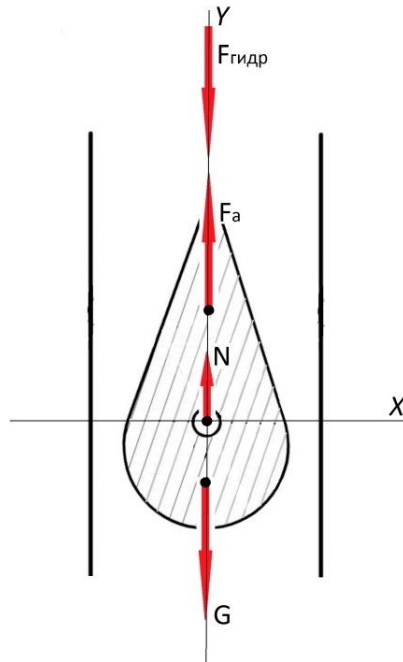


Рисунок 2.3- Начальный момент запуска клапана в работу

G - сила тяжести; F_a - выталкивающая сила; $F_{\text{гидр}}$ — гидродинамическая сила; N - сила реакции опоры

Считаем положительным направление оси Y вверх.

$$-G + N + F_a - F_{\text{гидр}} = 0.$$

Отсюда следует, что сила реакции в опоре равна

$$N = G - F_a + F_{\text{гидр}}. \quad (2.1)$$

Сила трения скольжения равна

$$F_{\text{тр}} = fN, \quad (2.2)$$

где f – коэффициент трения скольжения.

$f = 0,1 \dots 0,2$ (для пары трения сталь–сталь);

$f = 0,1 \dots 0,15$ (для пары трения сталь–бронза);

$f = 0,05 \dots 0,15$ (для пары трения сталь–чугун);

$f = 0,07 \dots 0,15$ (для пары трения чугун–чугун).

Силу трения скольжения в опоре необходимо учитывать при движении клапана (в динамике).

2.2 Анализ действующих сил для закрытого положения клапана скважинного осциллятора-турбулизатора в статических условиях

Закрытое положение клапана приведено на рисунке 2.4.

Рассмотрен общий случай, когда центр масс и центр давления выталкивающей силы не совпадают.

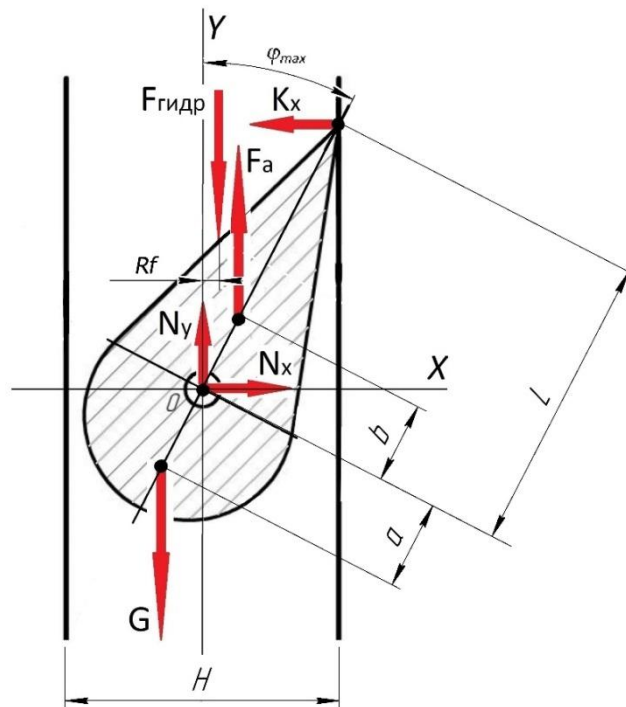


Рисунок 2.4 - Закрытое положение клапана

G - сила тяжести; F_a - выталкивающая сила; $F_{гидр}$ - гидродинамическая сила; N_x , N_y , K_x - сила реакции опоры; φ - угол поворота клапана; a - расстояние действия силы тяжести до оси вращения; b - расстояние действия выталкивающей силы до оси вращения; Rf - плечо действия гидродинамической силы

Проекция сил на ось X:

$$N_x - K_x = 0. \quad (2.3)$$

Проекция сил на ось Y:

$$-G + F_a - F_{\text{гидр}} + N_y = 0. \quad (2.4)$$

Моменты сил относительно точки O (оси вращения):

$$G \cdot a \cdot \sin \varphi_{\max} + F_a \cdot b \cdot \sin \varphi_{\max} + K_x \cdot L \cdot \cos \varphi_{\max} - F_{\text{гидр}} \cdot R_f = 0 \quad (2.5)$$

Здесь $\varphi_{\max} = \arcsin\left(\frac{H}{2L}\right)$.

Из уравнений (2.3)–(2.5) можно найти неизвестные реакции N_x , N_y , и K_x .

Сила реакции опоры всегда направлена перпендикулярно поверхности соприкосновения тел, поэтому вертикальной проекции реакции K не будет ($K_y = 0$).

Сила трения возникает, если существует движение (или существует возможность такого движения) одного тела относительно другого. Так как клапан может только вращаться вокруг оси (точки O), то силы трения в месте соприкосновения корпуса с корпусом (гильзой) не будет.

Таким образом:

1) Если $K_x > 0$ (клапан прижат с некоторым усилием к стенке корпуса), то клапан не сможет оторваться от стенки (не сможет начать движение).

2) Так как в опоре при движении/вращении всегда существует трение, для гарантированного отрыва клапана от стенки необходимо выполнение условия $K_x < 0$.

2.3 Анализ действующих сил при работе скважинного осциллятора-турбулизатора в динамических условиях

Если клапан изготовлен из однородного материала (или в нем нет специальных конструктивных полостей), то центр масс и центр давления выталкивающей силы (силы Архимеда) совпадают.

Уравнение динамики для произвольного положения клапана для данного случая рассмотрим на примере рисунка 2.5.

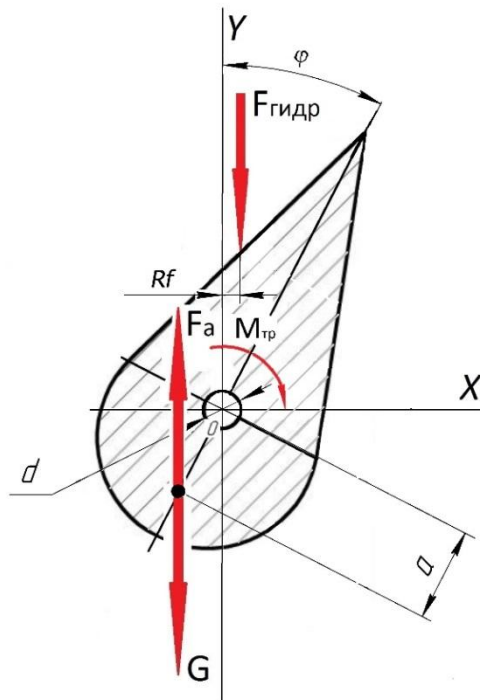


Рисунок 2.5 - Положение клапана для вывода уравнения динамики

О – ось вращения; G - сила тяжести; F_a - выталкивающая сила; d – диаметр оси (втулки); $F_{гидр}$ – гидродинамическая сила; φ – угол поворота клапана, Rf – плечо действия гидродинамической силы; a - расстояние действия силы тяжести до оси вращения; $M_{тр}$ – момент трения в опоре вращения (оси).

Уравнение будет иметь вид:

$$(J + J_{пр}) \cdot \frac{d^2 \varphi}{dt^2} = G \cdot a \cdot \sin \varphi - F_a \cdot a \cdot \sin \varphi - F_{гидр} \cdot Rf - M_{тр}, \quad (2.6)$$

где J – момент инерции клапана относительно точки О;

$J_{пр}$ – присоединенный момент инерции;

$M_{тр}$ – момент трения в опоре вращения (оси).

Примем с учетом (2.2), что

$$M_{тр} = F_{тр} \cdot \frac{d}{2}, \quad (2.7)$$

где d – диаметр оси (втулки).

Момент трения направлен против направления вращательного движения.

Присоединенный момент инерции можно рассматривать как кажущееся увеличение момента инерции тела при неустановившемся вращательном движении тела в среде – увеличение, происходящее оттого, что приводится в движение не только тело, но также и частицы среды.

Значение присоединенного момента инерции зависит от формы тела, ориентации тела относительно направления движения и плотности среды.

Силы давления промывочной жидкости, действующие на клапан, зависят от скорости потока, размеров и формы элементов клапана (лепестка, корпуса, проходных сечений, впускного и выпускного диффузоров), углового расположения клапана в корпусе (степени открытия), плотности и вязкости жидкости.

В связи со сложностью структуры потока только в отдельных случаях местные сопротивления определяются теоретически, в преобладающем большинстве случаев они могут быть найдены на основе проведенных экспериментов. При этом необходимо учитывать взаимное влияние отдельных элементов конструкции (изменение сопротивления одного из элементов конструкции может изменить или перераспределить сопротивление в системе).

Таким образом:

1) Момент инерции необходимо вычислять для конкретной геометрии клапана, так как его влияние на частотные характеристики пропорционально численному значению.

2) Точка приложения гидродинамической силы $F_{\text{гидр}}$, ее величина будут разными в зависимости от угла поворота клапана.

Динамика клапана исследовалась численными методами в программе Mathcad при следующих допущениях:

1) Для описания движения достаточно рассмотреть один цикл, от начала открывания клапана до его закрытия.

2) Расход жидкости через клапан принимается зависящим линейно от угла поворота клапана (максимальный расход $Q_{\max}$ в вертикальном положении, минимальный $Q_{\min}$ – в предельном/крайнем положении), т.е.

$$Q = Q_{\max} - K \cdot \varphi.$$

В частном случае $Q_{\min} = 0$.

3) Данные для нахождения присоединенного момента инерции взяты из [72].

4) Численные значения коэффициента гидродинамического сопротивления взяты из [38].

5) Масса клапана, момент инерции вычислены в программе SolidWorks для конкретных геометрических параметров и характеристик материала (см. рисунки 2.6, 2.7).

Характеристики рабочей среды:

$$Q_{\max} = 0,035 \dots 0,045 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\min} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\rho_{\text{ж}} = 1000 \dots 1200 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

$$\mu = 5 \cdot 10^{-3} \dots 20 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Характеристики клапана:

– толщина 50 мм;

– масса $m = 1,899 \text{ кг}$;

– объем $V_{\text{леп}} = 0,00024189 \text{ м}^3$;

– центр тяжести (расположен на оси Y) $Y = -11,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}$;

– момент инерции $J = 0,00351678 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$.

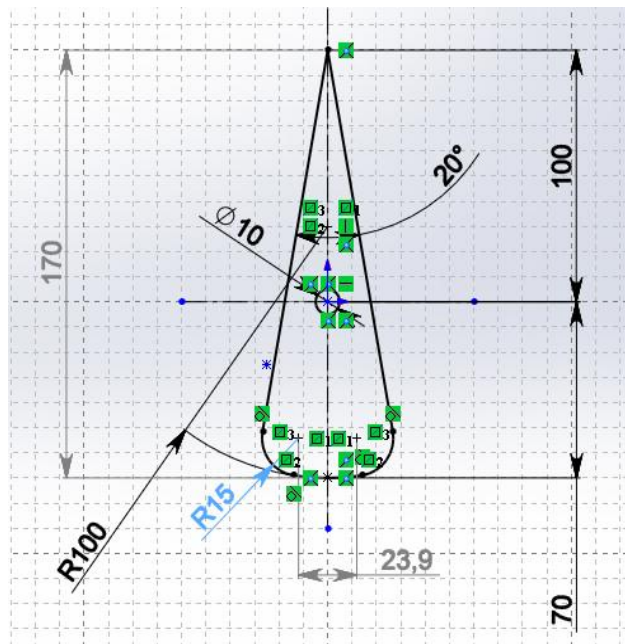


Рисунок 2.6 - Геометрия клапана

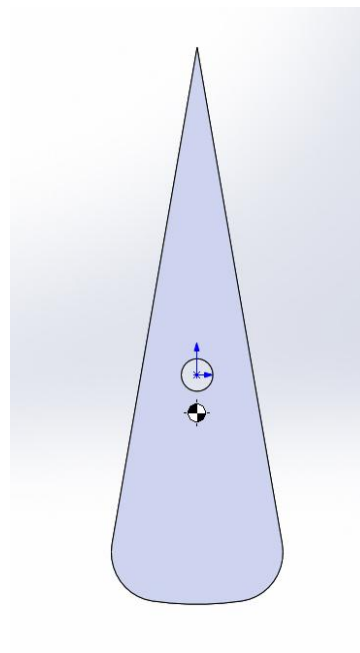


Рисунок 2.7 - Центр тяжести клапана

Оценим влияние присоединенного момента инерции:

$$J + J_{\text{пр}} = J \cdot (1 + k \cdot \bar{\rho}), \quad (2.8)$$

где J – момент инерции клапана относительно оси вращения;

$J_{\text{пр}}$ – присоединенный момент инерции;

k – коэффициент присоединенного момента инерции ($k = 0,45 \dots 0,50$, определяется по [72]);

$\bar{\rho} = \rho_{\text{ж}} / \rho_{\text{леп}}$ – отношение плотностей жидкости и материала клапана.

Из (2.8) следует, что

$$J_{\text{пр}} = (k \cdot \bar{\rho})J. \quad (2.9)$$

С учетом численных значений (для плотностей жидкости и материала клапана) получим:

$$J_{\text{пр}} = (0,05 \dots 0,10)J.$$

Вывод: так как присоединенный момент инерции составляет по величине 5...10% от момента инерции клапана, то в прикидочных расчетах (в первом приближении) его можно не учитывать.

Согласно [38] имеем:

$$D_{\text{гидр}} = \frac{4 \cdot F}{\Pi}, \quad (2.10)$$

где $D_{\text{гидр}}$ – гидравлический (эквивалентный) диаметр сечения;

F – площадь сечения;

Π – периметр сечения.

Коэффициент гидравлического сопротивления находим по [38]:

$$\xi = \frac{120}{\text{Re}} \cdot \frac{1 + 0,5 \cdot (1 + \sin \delta)}{(1 - \sin \delta)^2} + \left(1 - \frac{50}{\text{Re}}\right) \cdot \xi_{\text{кв}}, \quad (2.11)$$

где $\text{Re} = \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot V \cdot D_{\text{гидр}}}{\mu}$ – число Рейнольдса;

V – скорость потока жидкости в клапане при отсутствии клапана (при полностью открытом проходном сечении);

μ – динамическая вязкость жидкости;

$\xi_{\text{кв}}$ – поправочный коэффициент, учитывающий перекрытие проходного сечения (определяется по таблице/графику из [38]).

Перекрытие проходного сечения зависит от положения заслонки клапана (угла поворота δ). Применительно к рассматриваемой конструкции перекрытие прохода будет зависеть от положения клапана (угла φ).

Соотношения между углами открытия заслонки δ и клапана φ будут определяться выражениями

$$\begin{aligned}\delta &= \arcsin\left(\frac{\sin \delta_{\max}}{\sin \varphi_{\max}} \cdot \sin \varphi\right); \\ \varphi &= \arcsin\left(\frac{\sin \varphi_{\max}}{\sin \delta_{\max}} \cdot \sin \delta\right),\end{aligned}\quad (2.12)$$

где $\delta_{\max}$ – максимальный угол перекрытия заслонки ($\delta_{\max} = 70^\circ$ см. [38]);

$\varphi_{\max}$ – максимальный угол перекрытия клапана (для рассматриваемых геометрических параметров $\varphi_{\max} = 20,5^\circ$).

Таким образом, из (2.12) и [38] имеем:

Таблица 2.2 - Соотношения между углами открытия заслонки δ и клапана φ

δ , градус	0	10	20	30	40	50	60	65	70
φ , градус	0	3,7	7,3	10,7	13,9	16,6	18,8	19,7	20,5
$\xi_{\text{кв}}$	0,50	0,65	1,60	4,00	9,40	24,0	67,0	120	215

Соотношение между углами показано на рисунке 2.8.

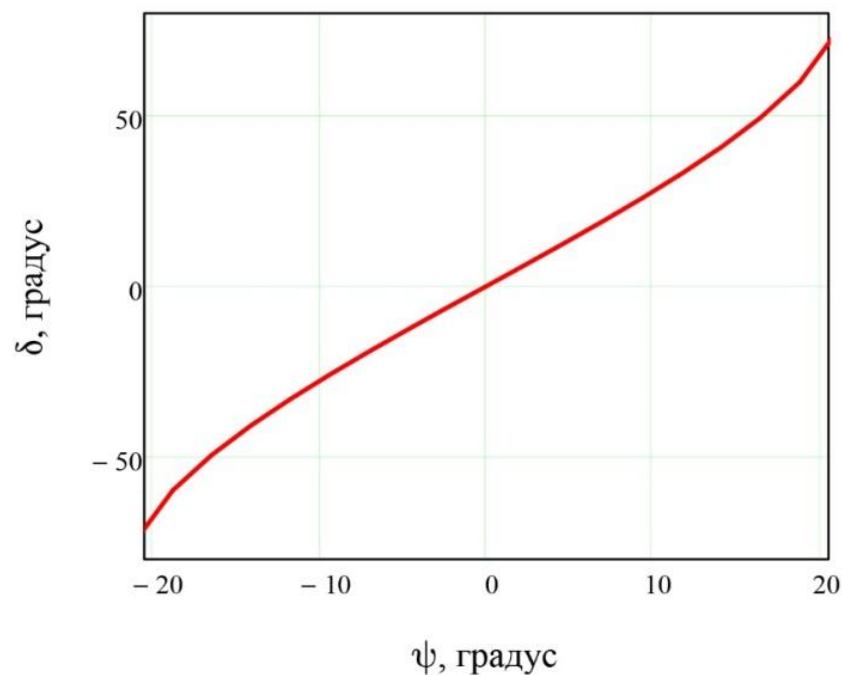


Рисунок 2.8 - Соотношение углов

Расход жидкости Q через клапан принимается зависящим линейно от угла поворота клапана (максимальный расход $Q_{\max}$ в вертикальном положении, минимальный $Q_{\min}$ – в предельном/крайнем положении), т.е.

$$Q = Q_{\max} - \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{\varphi_{\max}} \cdot \varphi \quad (2.13)$$

2.4 Исследование влияния вязкости жидкости на амплитудно-частотные характеристики осциллятора-турбулизатора

Исходные данные:

$$Q_{\max} = 0,035 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\min} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

$$\mu_1 = 5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\mu_2 = 20 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

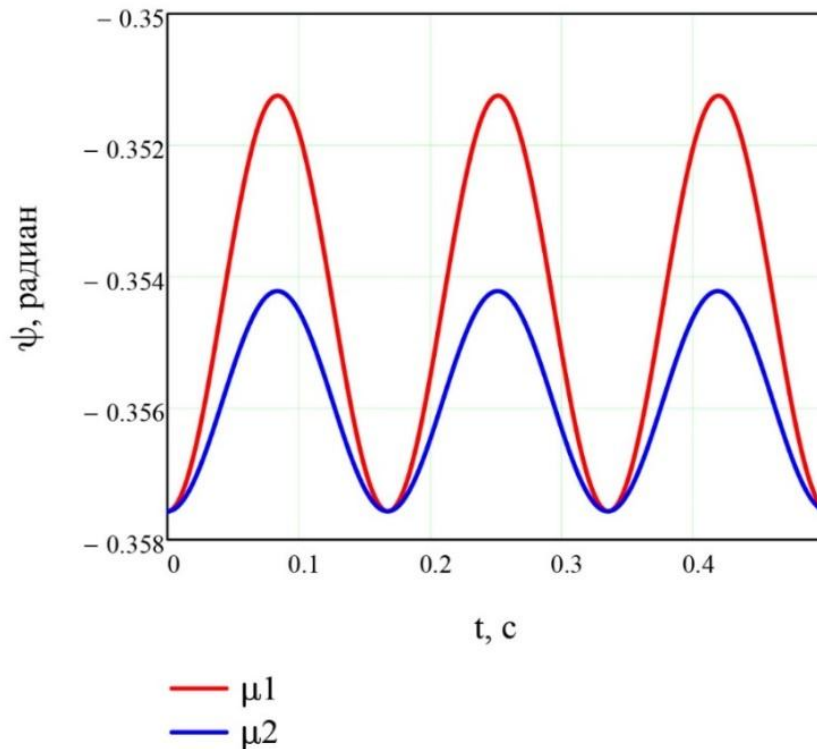


Рисунок 2.9 - Угловая координата колебаний

Изменение вязкости существенно сказывается на амплитуде колебаний клапана (с увеличением вязкости амплитуда уменьшается) и практически не сказывается на частоте колебаний (см. рисунок 2.9).

2.5 Исследование влияния плотности жидкости на амплитудно-частотные характеристики осциллятора-турбулизатора

Исходные данные:

$$Q_{\max} = 0,035 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\min} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\rho_{ж1} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

$$\rho_{ж2} = 1200 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

$$\mu = 5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

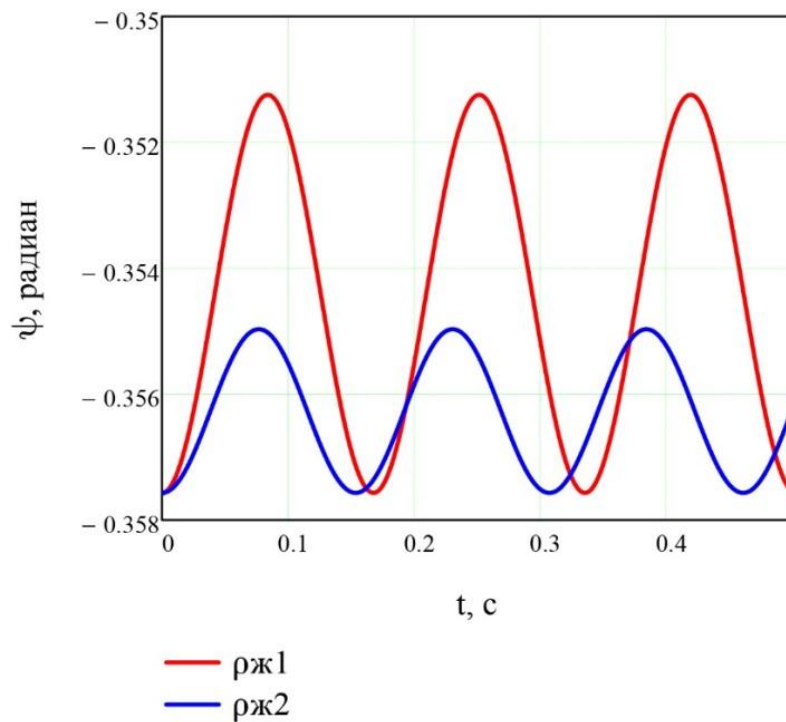


Рисунок 2.10 - Угловая координата колебаний

Изменение плотности существенно сказывается как на амплитуде колебаний клапана (с увеличением плотности амплитуда уменьшается), так и

на частоте колебаний (с увеличением плотности частота колебаний увеличивается) (см. рисунок 2.10).

2.6 Исследование влияния расхода жидкости на амплитудно-частотные характеристики осциллятора-турбулизатора

Исходные данные:

$$Q_{\max 1} = 0,035 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\max 2} = 0,045 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{\min} = 0,001 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\rho_{\text{ж}} = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3;$$

$$\mu = 1 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

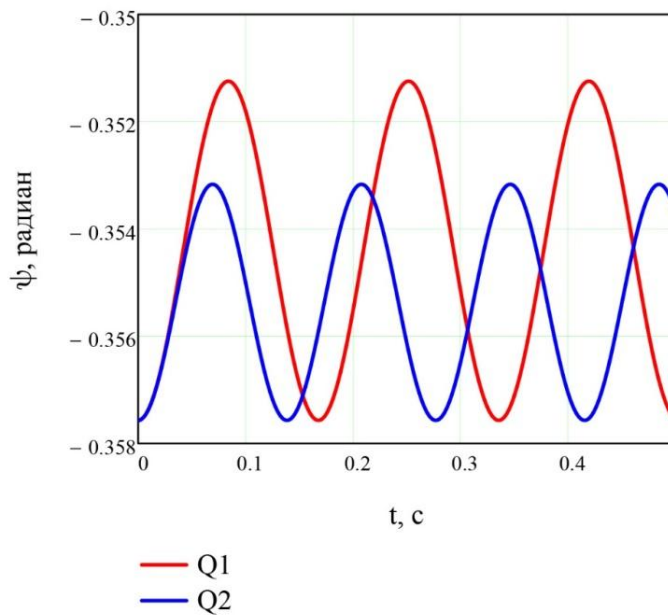


Рисунок 2.11 -Угловая координата колебаний

Изменение расхода жидкости существенно сказывается как на амплитуде колебаний клапана (с увеличением расхода амплитуда уменьшается), так и на частоте колебаний (с увеличением расхода частота колебаний увеличивается) (см. рисунок 2.11).

2.7 Выводы по главе 2

1. Определены работоспособные конструкции осциллятора-турбулизатора, в зависимости от вариантов действия стабилизирующих сил (сила тяжести G и выталкивающая сила F_a) (см. табл.2.1).
2. Получено уравнение статики для начального положения клапана осциллятора-турбулизатора.
3. Получено уравнение статики для закрытого положения клапана осциллятора-турбулизатора.
4. Получено уравнение динамики для клапана осциллятора-турбулизатора.
5. Исследование математической модели динамики клапана позволила определить [114,133]:
 - с увеличением вязкости жидкости амплитуда колебаний клапана уменьшается, при этом частота колебаний практически не меняется;
 - с увеличением плотности жидкости амплитуда колебаний уменьшается, при этом частота колебаний увеличивается;
 - с увеличением расхода жидкости амплитуда колебаний уменьшается, при этом частота колебаний увеличивается.
6. Существенное влияние на частоту колебаний оказывает момент инерции клапана (т.е. его конструктивное исполнение). Расчеты выполнены для «схематичного» клапана, имеющего определенные геометрические параметры (размеры), и ни в коей мере не исчерпывает всего многообразия вариантов. Несмотря на то, что численные значения рассчитываемых величин содержат в себе элемент погрешности (неопределенности), качественная сторона поведения осциллятора-турбулизатора отражает действительную картину.

ГЛАВА 3 МЕТОДИКА, МЕТОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕНИЯ СТЕНДОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КНБК С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ

3.1 Предварительные опытно-конструкторские работы

Впервые скважинный осциллятор был предложен на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института» в 2011 году, а сконструирован и изготовлен на Бугульминском механическом заводе ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

В проведённых ранее исследованиях Любимовой С.В. был предложен первоначальный вариант скважинного осциллятора [59] (рисунок 3.1), который состоит из корпуса 1, калиброванной втулки 2, установленной в корпусе, клапана 3, оси 4, диффузора верхнего 5, диффузора нижнего 6.

Впервые лабораторные исследования проходили в условиях института «ТатНИПИнефть» (г. Бугульма). Были получены зависимости характеристик осциллятора от небольших значений расхода жидкости от 0,00216 до 0,0054 м³/с [46].

Однако для дальнейших проведений опытно-промысловых испытаний на скважинах и создания его устойчивой работы были необходимы изменения в конструкции скважинного осциллятора, а именно:

- наружный диаметр осциллятора 203 мм, предложено изготовить диаметром 178мм, так как при работе в 216мм стволе диаметр более 195 мм считается неизвлекаемым при возникновении слома, а также возникает опасность непрогнозируемого поведения траектории ствола скважины;
- резьбу между корпусом и верхним переводником рекомендовано заменить на МК-156 (или подобную);

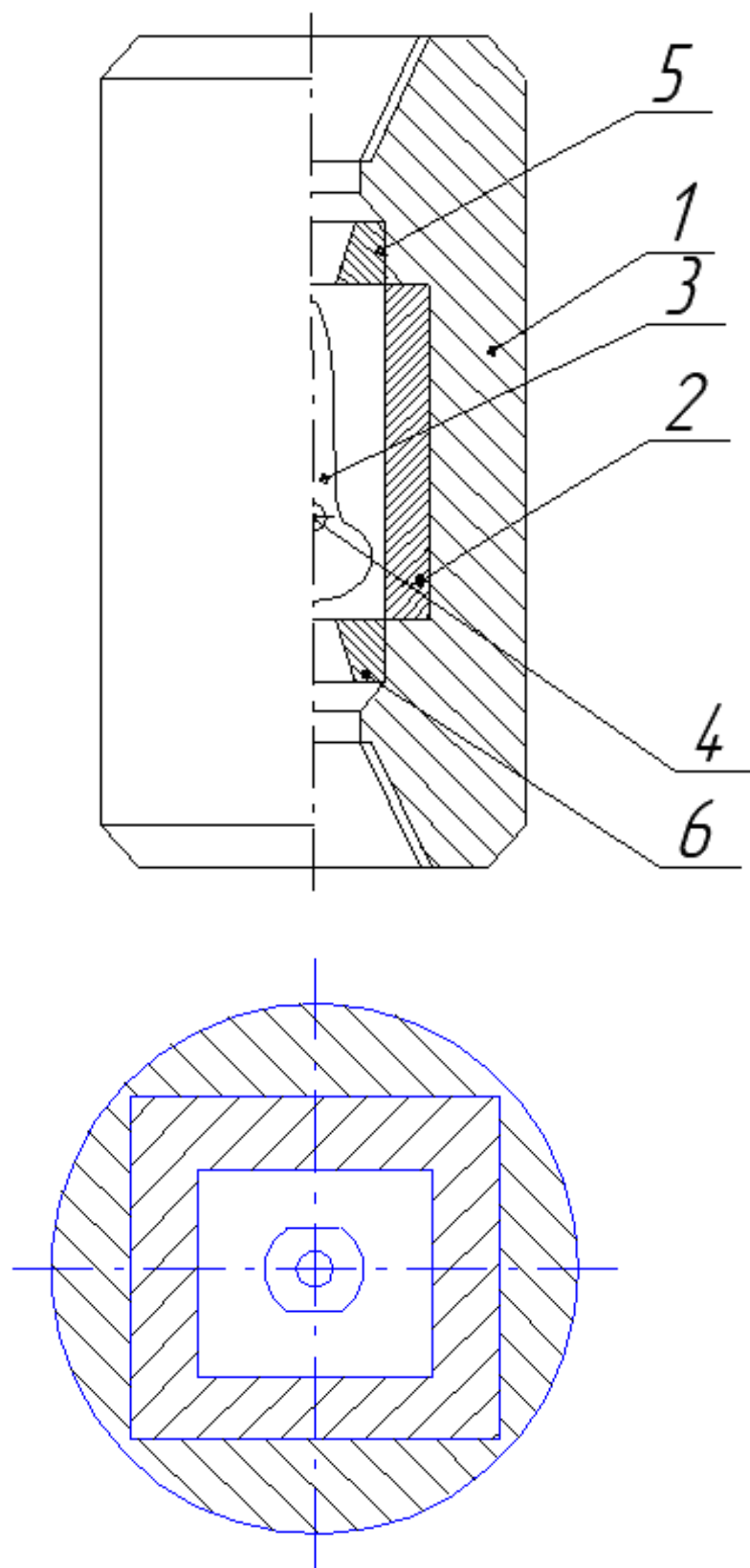


Рисунок 3.1- Схема скважинного осциллятора

1 – корпус, 2 – калиброванная втулка, 3 – клапан, 4 – ось клапана, 5 – верхний диффузор, 6 – нижний диффузор

- отсутствует герметизация диффузоров (насадок) и вставки, из-за чего возможно неконтролируемое размытие вставки, корпуса, диффузора и, как следствие, аварийный слом;
- отсутствует крепление диффузоров (насадок) из-за чего возможно неконтролируемое перемещение вставки, диффузора и, как следствие, отказ в работе;
- материал для изготовления должен быть не ниже по прочностным характеристикам Ст.40ХН.

Был получен патент на усовершенствованную конструкцию скважинного осциллятора «Осциллятор-турбулизатор» [60] (рисунок 2.2, 3.2), который работает следующим образом. Промывочная жидкость закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне труб к скважинному осциллятору. Через проходной канал струя жидкости попадает на верхний диффузор 4. Верхний диффузор 4 выполняет функцию перехода жидкости из круглого сечения в квадратное на втулку 5. На втулке струя жидкости движется по квадратному сечению и поступает на клапан 3, который начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к проходному каналу. В результате чего, в определенные моменты времени, проходной канал оказывается перекрытым. Жидкость после перехода из клапана 3 движется на втулке 5, и тем самым поступает на нижний диффузор 4, который имеет круглое сечение. На оси 6 держится клапан 3. Крышка 2 служит для соединения осциллятора-турбулизатора с винтовым забойным двигателем. На корпусе осциллятора появились винтовые насечки (пазы), предполагается, что они будут способствовать лучшему выносу шлама на горизонтальном участке скважины

Для получения опытного образца осциллятора, было подписано соглашение о сотрудничестве с ООО НПФ «Пакер» (г. Октябрьский), которое на спонсорских условиях любезно согласилось изготовить модернизированный образец скважинного осциллятора-турбулизатора.

Таким образом, была получена усовершенствованная модель осциллятора, которая позволила более эффективное её применение при бурении скважин.

Однако были необходимы дальнейшие теоретические и экспериментальные исследования в этом направлении.



Рисунок 3.2 – Фото осциллятора-турбулизатора

Один из основных элементов – язычок (клапан) также претерпел изменения. Выемки на нем стали более глубокие, также появилась выемка посередине (рисунок 3.3,3.4).

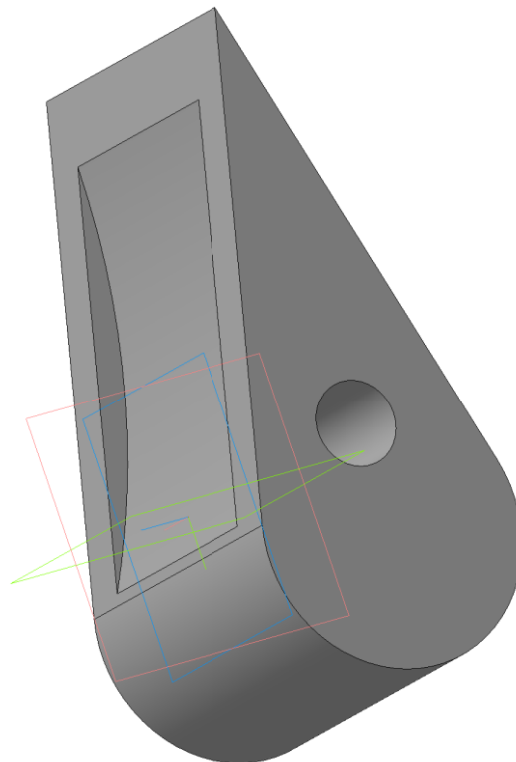


Рисунок 3.3 – Первоначальный вид язычка (клапана) осциллятора

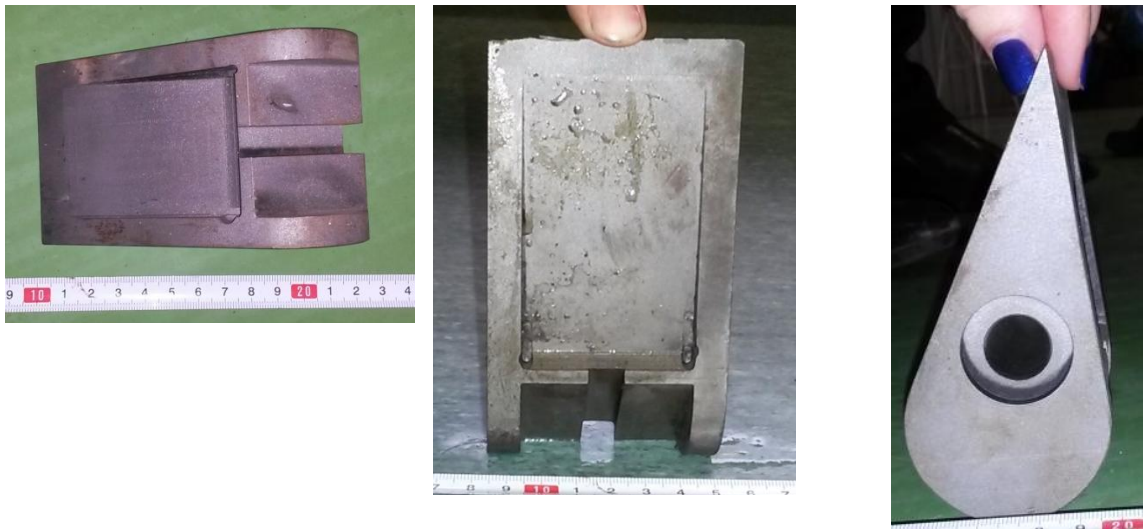


Рисунок 3.4 –Модернизированный вид язычка (клапана) осциллятора-турбулизатора

В 2013 году года для снятия гидравлических и технических характеристик скважинного осциллятора-турбулизатора были проведены испытания на обкаточно-испытательном стенде типа СОИ-500, установленного в цеху №4 ООО «РИНПО» р.п. Карабаш «УК «Система- Сервис»».

3.2 Существующие конструкции стендов для исследования виброусилителей

Для изучения работы скважинного осциллятора-турбулизатора могут использоваться различные конструкции экспериментальных стендов. Рассмотрим некоторые из них.

Кучумов Р.Я. в своей работе использовал установку замкнутого типа (рисунок 3.5), состоящую из сливного бака 1, центробежного насоса 2, бака 3 и задвижек 4 [81]. Для преобразования сигнала с датчика давления применяется тензоусилитель УТИ-4 или ТА-5. Сигнал с выхода тензоусилителя записывается на ленте осциллографа Н-700.

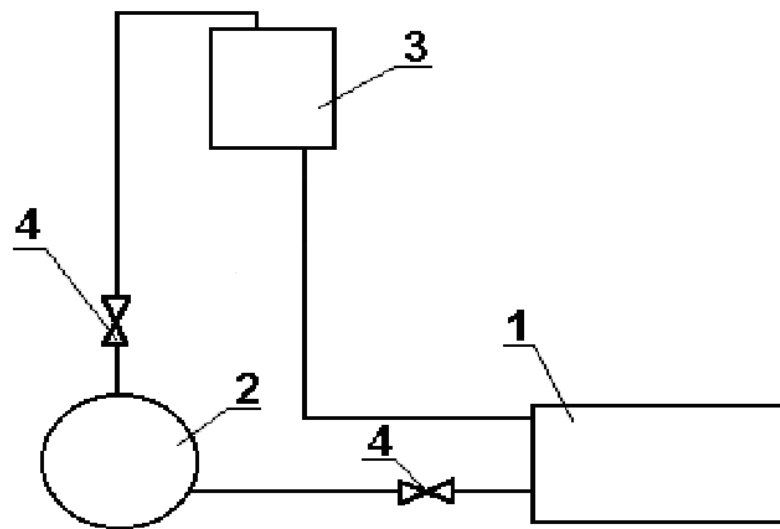


Рисунок 3.5 – Схема установка для испытания осциллятора Кучумова Р.Я.

1 - сливной бак; 2 - центробежный насос; 3 - бак напорный; 4 - задвижка

Лабораторный стенд, разработанный на кафедре НПО ОФ УГНТУ (рисунок 3.6) представляет собой замкнутую систему циркуляции жидкости, прокачиваемую насосом 9 МГР через осциллятор. Сигнал поступает от датчика давления через вибропреобразователь с помощью шлейфового осциллографа [27].

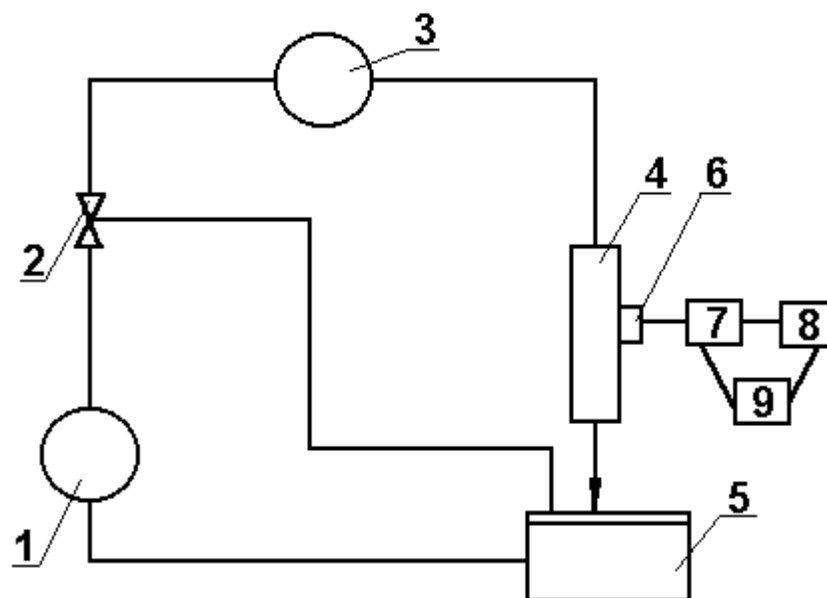


Рисунок 3.6 – Схема стенда кафедры НПО ОФ УГНТУ

1 - насос; 2 - вентиль; 3 - манометр; 4 - вибратор; 5 - сливной бак; 6- датчик;

7 - вибропреобразователь; 8 - шлейфовый осциллограф; 9 - блок питания

Воскресенский И.Ф. в своих исследованиях применял незамкнутую систему циркуляции [21]. Конструкция экспериментального стенда (рисунок 3.7) содержала в себе не только двухвольтовый эксцентриковый вибратор, но и горную породу в виде блока.

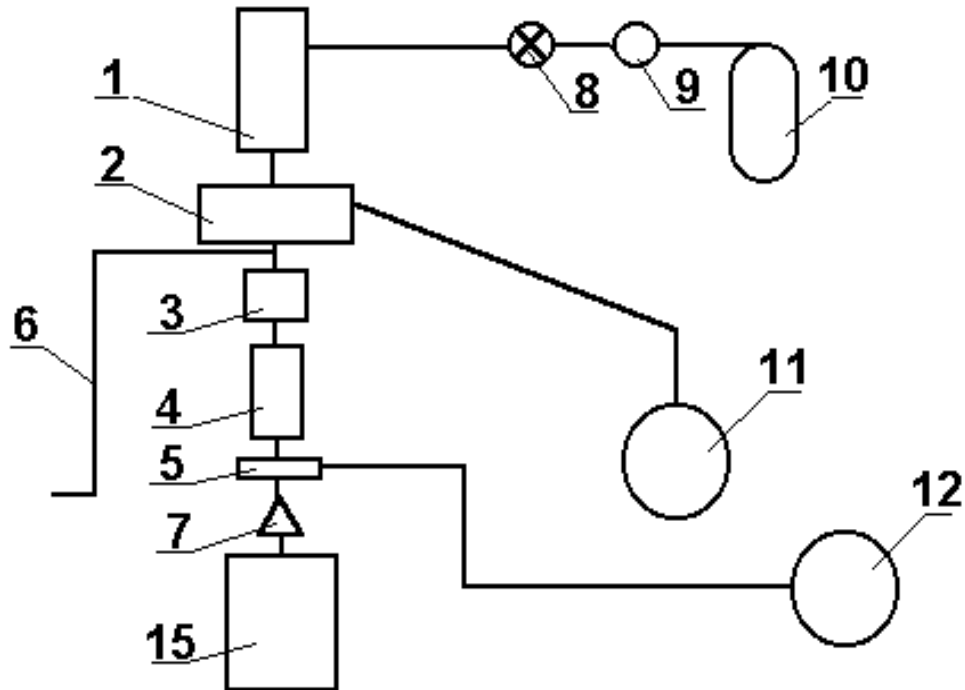


Рисунок 3.7 – Схема стенда Воскресенского И.Ф.

1 - воздушный цилиндр; 2 - вибратор; 3 - вертлюг; 4 - шпиндель;
 5 - вращатель инструмента; 6 - шланг для промывочной жидкости;
 7 - буровой инструмент; 8 - кран; 9 - редуктор газовый; 10 - баллон со сжатым воздухом; 11 - электродвигатель; 12 - электродвигатель для привода вращателя

Хузина Л.Б. в своей работе использовала лабораторный стенд для исследования динамики работы вибратора, оснащенного перекидным клапаном, состоящий из системы циркуляции жидкости и измерительной части. Схема лабораторного стенда приводится на рисунке 3.8 [84]. Замкнутая система циркуляции жидкости состоит из насоса 9 М Гр, обеспечивающего непрерывную подачу жидкости, рабочей и мерной емкости, соединительных труб с задвижками и манометров.

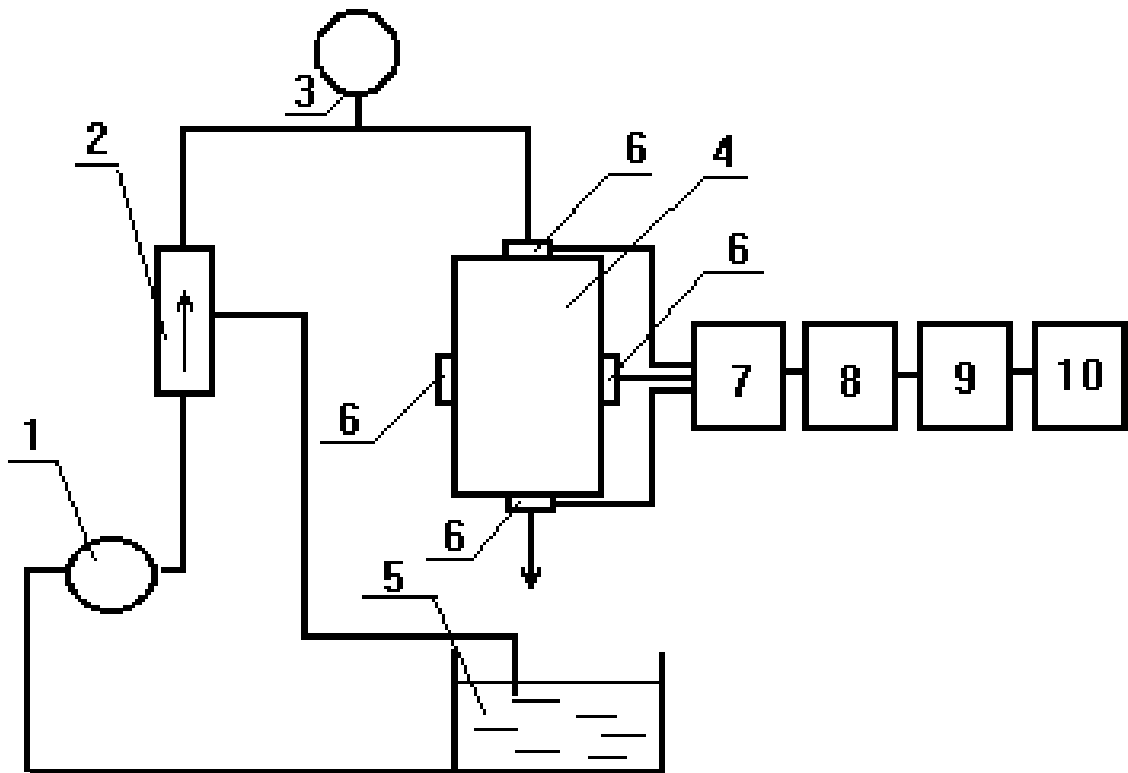


Рисунок 3.8 – Схема станда для исследования бурильного инструмента

1 - насос 9 МГР; 2 - вентиль; 3 - манометр; 4 - гидравлический вибратор;
5 - бак; 6 - датчики давления; 7 - усилитель; 8 - коммутатор; 9 - АЦП; 10 – ЭВМ

В диссертационной работе Любимовой С.В. в состав лабораторного станда [46] входил скважинный осциллятор 1, насос 2, манометр 3, датчик давления 4, ЭВМ 5 (рисунок 3.9). Лабораторный стенд состоит из гидравлической и измерительной системы. В процессе проведения стендовых испытаний в качестве измерительной части применялась станция геолого-технологических исследований (ГТИ) «ЛЕУЗА». Гидравлическая часть лабораторного станда включала в себя замкнутую систему циркуляции жидкости, прокачиваемой насосом А1-56/25.05 (аксиально-поршневой) через скважинный осциллятор, рабочую ёмкость, соединительные трубы с задвижками и манометры.

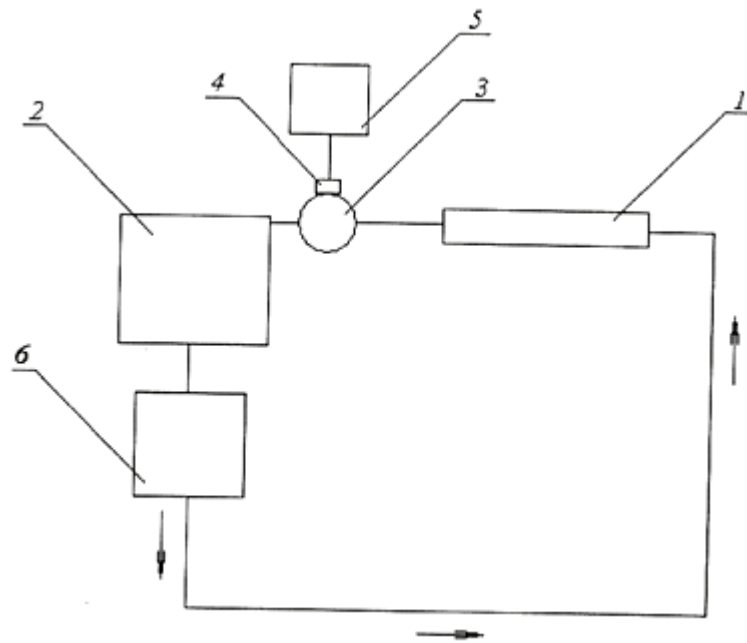


Рисунок 3.9 – Схема стенда для исследования скважинного осциллятора
 1 – скважинный осциллятор, 2 – насос, 3 – манометр, 4 – датчик давления,
 5 – ЭВМ

3.3 Разработка конструкции стенда для исследований осциллятора-турбулизатора

Для исследования скважинного осциллятора-турбулизатора был выбран обкаточно-испытательный стенд типа СОИ-500. Для этого стенда характерна замкнутая система циркуляции жидкости, прокачиваемая насосом СИН 50. Стенд обкаточно-испытательный типа СОИ-500 предназначен для:

- проверки качества проведенного ремонта гидравлических забойных двигателей (ГЗД);
- снятия параметров и энергетических характеристик ГЗД;
- проведения операции обкатки ГЗД после ремонта с целью обеспечения взаимной приработки сопрягаемых деталей и узловых соединений. Техническая характеристика стенда представлена в таблице 3.1.

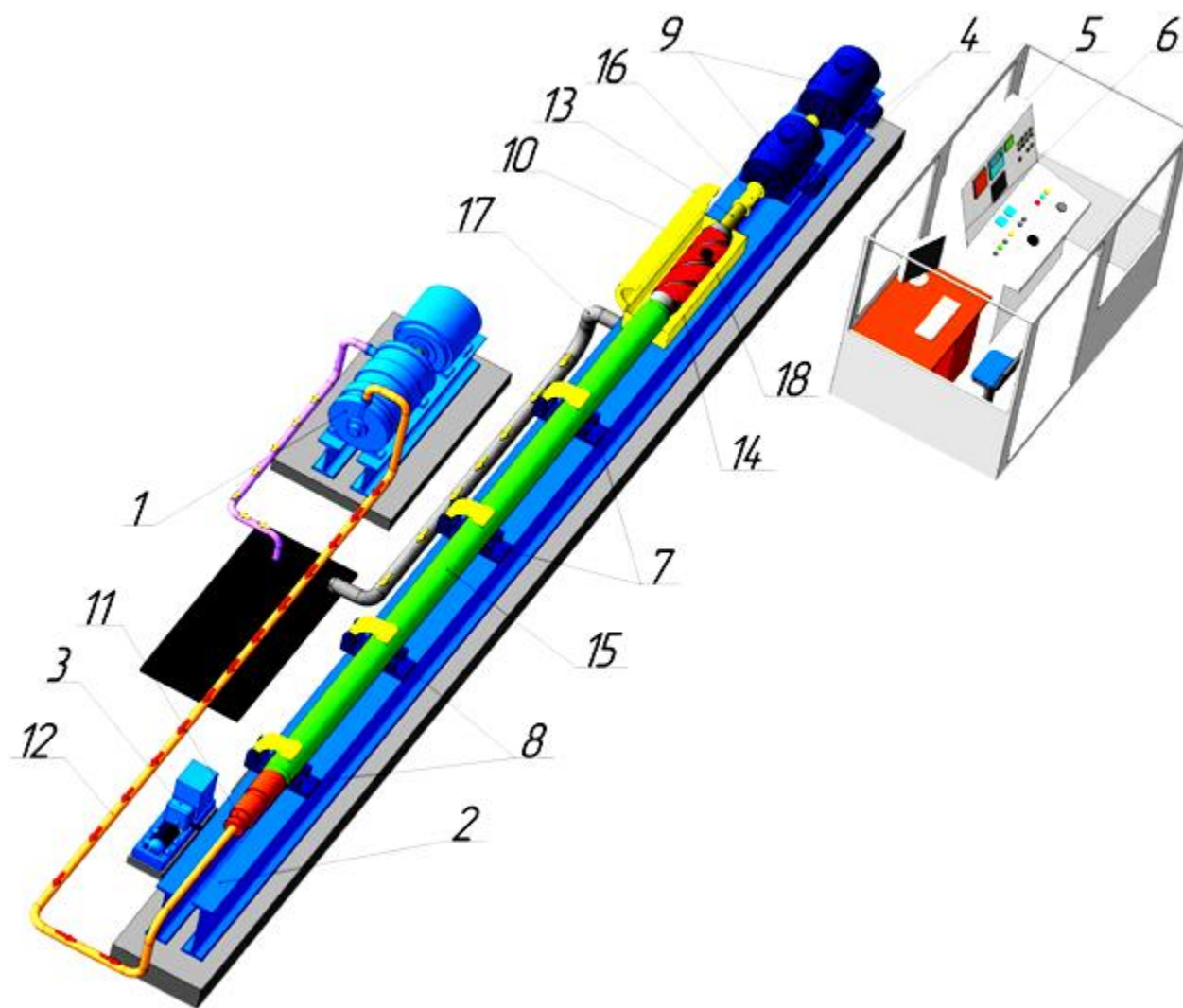
Таблица 3.1 - Техническая характеристика стенда СОИ-500

Наименование	Значение
Применяемая энергетическая жидкость	техническая вода
Максимальный расход энергетической жидкости, л/с	35
Максимальное давление энергетической жидкости, МПа (кгм/см ²)	12,0(120)
Габаритные размеры установочной базы стенда, мм:	
длина	12000
ширина	2500
высота	1250

Стенд обкаточно - испытательный СОИ500М состоит из следующих основных составных частей:

- база установочная с гидромеханическими тормозами и гидрозажимами;
- пульт управления;
- первичные преобразователи (датчики) давления и расхода подводимой энергетической жидкости;
- компьютер;
- маслостанция;
- буровой рукав;
- насосная установка; приемная емкость;
- шпиндель турбобура (для проведения испытаний турбинных секций).

Схема, фото общего вида и пульт управления стенда представлены на рисунках 3.10, 3.11, 3.12.



- 1- насосный блок;
- 2- станина;
- 3- маслостанция;
- 4- тензодатчик;
- 5- пульт управления;
- 6- компьютер;
- 7- гидрозажимы нерегулируемые;
- 8- гидрозажимы регулируемые;
- 9- гидравлический тормоз;
- 10- отбойник;
- 11- быстрая съёмная гайка;
- 12 - рукав высокого давления;
- 13 – насадка
- 14- осциллятор-турбулизатор
- 15- винтовой забойный двигатель
- 16- муфта соединительная;
- 17 – слив;
- 18-виброизмерительный прибор.

Рисунок 3.10 - Схема стенда для исследования осциллятора-турбулизатора



Рисунок 3.11 - Стенд испытательный СОИ500. Общий вид



Рисунок 3.12 - Пульт управления обкаточно-испытательного стенда типа СОИ500

Установочная база стенда состоит из рамы, с размещенными на ней зажимными устройствами, двумя соединенными между собой на одном валу гидравлическими тормозами, гидроотбойником и датчиками оборотов и

крутящего момента. Собранная КНБК устанавливается на призмы зажимных устройств и крепится от проворота рычагом, связанным с гидроцилиндром. Корпус двигателя, через сменный переводник, соединяется с буровым рукавом нагнетательной линии. Выходной вал двигателя, посредством полумуфт и зубчатой муфты, соединяется с валом ротора гидравлического тормоза. В зоне размещения полумуфт устанавливается гидроотбойник, предотвращающий разбрызгивание и утечку энергетической жидкости. Жидкость стекает по поддону рамы и через сливной патрубок направляется в сливной трубопровод. В маслобак заливается $V=110$ л масла индустриального И-20А через заливное отверстие крышки маслобака. Масло нагнетается насосом в один или несколько распределителей, включенных одновременно или отдельно, и далее поступает в гидроцилиндры. Гидрораспределитель перепускает масло по рукавам высокого давления одновременно в гидроцилиндры ГЦ1 и ГЦ2, расположенных на неподвижной раме. Два зажимных устройства, управляемые гидроцилиндрами ГЦ1 и ГЦ2 срабатывают одновременно. Гидрораспределитель Р2 пропускает масло в гидроцилиндр ГЦ3, управляющий одним зажимным устройством, расположенным на подвижной раме. Аналогично, Р3 перепускает масло в гидроцилиндр ГЦ4, управляющий другим зажимным устройством на подвижной раме. Гидрораспределитель Р4 перепускает масло в гидроцилиндр ГЦ5 поворота рамы. Расход и давление энергетической жидкости определяется блоком датчиков расхода и давления, установленным в нагнетательной линии насосной группы.

3.4 Оснащение стенда измерительной аппаратурой

Измерительная система стенда производит измерение, расчет и индикацию следующих параметров испытаний:

M - момент силы на валу ГЗД (момент тормозов), кН-м, где $M=M_1+M_2$

M_1 и M_2 - моменты силы на валу тормозов №1 и №2 соответственно (кНм);

n - частота вращения вала ГЗД, с-1;

Q - расход рабочей жидкости в ГЗД (подача насоса), л/с;

P - давление рабочей жидкости в ГЗД (насоса), МПа.

1. В качестве измерителя момента силы приняты силоизмерительные тензорезисторные датчики А7 и А9 типа 9035 ДСТ на усилие 5 кН (0,5 тс). Для питания и усиления сигнала датчиков используются модули гальванически изолированного ввода А6 и А8 типа ADAM-3016.

2. В качестве датчика частоты вращения вала ГЗД принят фотоэлектрический датчик приращений А10 типа Е6С2-СWZ6С с количеством импульсов 200 на оборот вала.

3. В качестве датчика расхода рабочей жидкости применен преобразователь турбинный счетчика А3 типа MUF-65-160. Преобразователь турбинный преобразует скорость (расход) и объем, прошедшей через него рабочей жидкости, в пропорциональное число оборотов турбинки. Принцип работы преобразователя основан на вращении турбинки набегающим потоком жидкости. При вращении турбинки, выполненной из ферромагнитного материала, каждая лопасть ее, проходя вблизи сердечника катушки датчика, наводит в ней импульсы электродвижущей силы. Основной характеристикой преобразователя является коэффициент преобразования, который характеризуется количеством импульсов на единицу объема.

4. В качестве датчика давления рабочей жидкости, подаваемой в КНБК, принят датчик избыточного давления тензометрический А5 типа МИДА-ДИ-13П с пределом измерения 16 МПа.

Сигналы датчиков поступают на входы вторичного прибора А12 типа ИМ2300 и на входы платы А13 сбора, обработки данных и управления типа РСІ-1711, устанавливаемой в компьютере, которые производят вычисление и индикацию выше приведенных параметров испытаний. Табло измерительных приборов имеет вид (рисунок 3.13).



Рисунок 3.13- Табло измерительных приборов

При проведении стендовых испытаний для измерения частотной характеристики использовался виброизмерительный прибор АГАТ–М фирмы "Диамех" (г. Москва) (рисунок 3.14), который предназначен для контроля и анализа вибрационного состояния промышленного оборудования. «АГАТ-М» представляет собой двухканальный портативный автономный виброизмерительный прибор, который позволяет проводить измерения следующих вибрационных характеристик: общего уровня вибрации, амплитуды/фазы первой гармонической составляющей оборотной частоты; спектрального анализа вибросигналов и их форм; 1/3 октавного анализа с расчетом мощностей вибрации в 33 стандартных частотных полосах.



Рисунок 3.14 - Виброизмерительный прибор «АГАТ-М»

Прибор также обеспечивает возможность просмотра, анализа и разгрузки данных для их обработки на персональном компьютере.

В приборе используются аналоговые интеграторы и фильтры, монохромный жидкокристаллический дисплей разрешением 128x128 точек с отключаемой подсветкой и программной настройкой контрастности. Энергонезависимая память анализатора (1,5 Мб) может хранить данные измерений практически неограниченное время. Программное математическое обеспечение прибора можно модифицировать, перезагружая его через последовательный интерфейс RS-232C персонального PC-совместимого компьютера с помощью специальной утилиты LOAD32. Питание прибора осуществляется от встроенного аккумулятора типа NiMH.

Прибор комплектуется штатными акселерометрами пьезоэлектрического типа модели AC102-1A со встроенными предусилителями, обеспечивающими высокую чувствительность, помехозащищенность и линейность характеристик. Для проведения измерений амплитуды/фазы, гармонических спектров, синхронных сигналов, частоты вращения роторов прибор комплектуется фазовыми отметчиками лазерного типа модели KP020Л и электродинамического типа модели KE010.

Техническая характеристика прибора приводится в таблице 3.2.

Таблица 3.2- Техническая характеристика виброизмерительного прибора «АГАТ-М

Наименование параметра вибрации	Диапазоны измерений		
	СКЗ	ПИК	Размах
Виброускорение, м/с^2	1.0...200	1.41...282	2.82...564
Виброскорость, мм/с	1.0...150	1.41...212	2.82...423
Виброперемещение, $\mu\text{м}$	6...480	8.46...680	16.92...1360

1. Диапазоны частот, Гц:

- виброускорение- 5...2000;
- виброскорость - 5... 1000;
- виброперемещение - 5.. .200.

2. Пределы основной относительной погрешности измерения:

- виброускорения (на базовой частоте 159.2 Гц) - $\pm 5\%$;
- виброскорости (на базовой частоте 159.2 Гц) - $\pm 5\%$;
- виброперемещения (на базовой частоте 39.8 Гц) - $\pm 10\%$.

Все разъемы для подключения внешних устройств находятся на верхней панели прибора (рисунок 3.15).

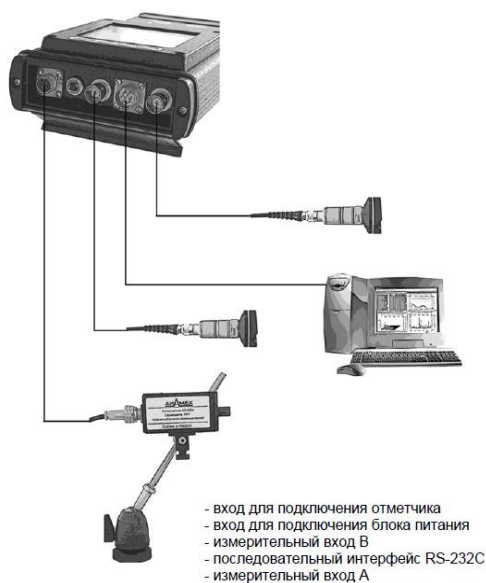


Рисунок 3.15 - Подключение внешних устройств

Форма дисплея прибора показана на рисунке 3.16.

Режим работы
 Тип измерения
 Параметры замера
 Данные измерений
 Масштаб
 Единицы измерения
 Представление единиц
 Измерительный вход
 Текущее усреднение

Параметры/Данные замера
 Индикатор питания

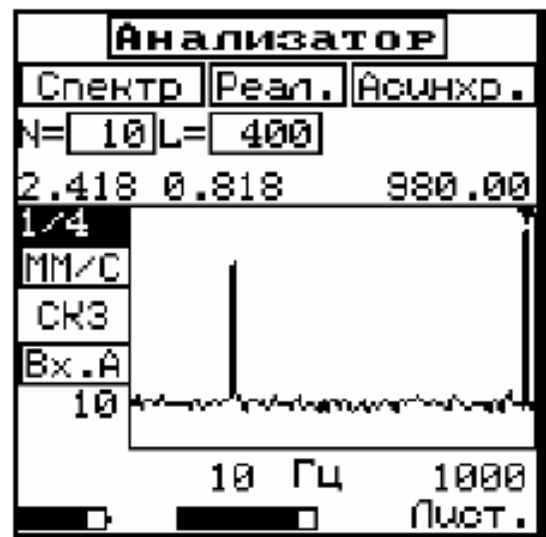


Рисунок 3.16 – Дисплей виброизмерительного прибора «АГАТ-М»

Для крепления прибора на объекте исследования применяется магнитный держатель (рисунок 3.17).



Рисунок 3.17 – Магнитный держатель

3.5 Методика проведения исследований

Порядок проведения испытаний:

1 этап испытаний - подготовка стенда.

1. 1. Перед работой маслостанции по маслоуказательному стеклу маслобака убедились в наличии достаточного количества масла. Отрегулировали предохранительный клапан. Для этого полностью закрыли клапан регулирующий, а клапан предохранительный открыли. Все гидрораспределители установили в нейтральном положении - закрыли. Включили насос, при этом масло сливается через открытый клапан. Постепенно, закрывая предохранительный клапан, добились, чтобы показания манометра достигли величины $P=130\text{кг/см}^2$. Предохранительный клапан отрегулировали. Далее полностью открыли клапан регулирующий.

1.2. Предварительно, переключая гидрораспределители, прогнали 3-5 раз гидроцилиндры зажимов и поворота рамы для практически полного удаления воздуха из гидросистемы. С целью экономии энергии, предотвращения перегрева масла, а также увеличения срока службы маслостанции, после включения насоса и достижения необходимого рабочего давления на зажимы с помощью гидроклапана регулирующего, отключили насос и распределители. Давление в гидросистеме поддерживалось на время испытания стенда с помощью пневмогидроаккумулятора. Сигнализирующие манометры ДМ2010СГ, установленные с помощью тройников сразу после гидрораспределителей в нагнетательные линии в поршневые полости гидроцилиндров, при одновременном достижении давления в линиях рабочего значения P_p выдают сигнал на разрешение запуска бурового насоса. В случае понижения давления хотя бы в одной линии до аварийного значения P_n , выдается аварийный светозвуковой сигнал и сигнал на отключение бурового насоса.

1.3. К переводнику подсоединили напорный рукав.

II этап испытаний – снятие гидравлических и вибрационных показателей КНБК без включения осциллятора-турбулизатора.

2.1. На обкаточно-испытательном стенде СОИ-500 была собрана компоновка низа буровой колонны: ВЗД и насадка в виде долота (рисунок 3.18).



Рисунок 3.18 - Вид собранной КНБК

2.2. Произвели запуск насосов производительностью $Q=8\text{ л/с}$ и зафиксировали вибрационные показатели, создаваемые КНБК без включения осциллятора – турбулизатора. В качестве промывочной жидкости выбрана техническая вода плотностью $\rho=1,0\text{ кг/м}^3$. Затем произвели замер при расходе промывочной жидкости $Q=$, 12 л/с, $Q=16\text{ л/с}$, $Q=20\text{ л/с}$, $Q=25\text{ л/с}$, $Q=30\text{ л/с}$, $Q=35\text{ л/с}$. Виброизмерительный прибор устанавливался на теле ВЗД.

III этап испытаний – снятие гидравлических и вибрационных показателей КНБК с включением осциллятора-турбулизатора.

3.1 Испытываемый осциллятор-турбулизатор был установлен в КНБК между насадкой и винтовым забойным двигателем (рисунок 3.19). Подачей масла в гидроцилиндры зажимных устройств рычаги прижали корпус осциллятора к призмам, закрепляя его от проворота.



Рисунок 3.19 - Вид собранного в КНБК осциллятора перед началом испытаний

3.2 Включили насосную станцию и по напорному рукаву подали жидкость в рабочую полость осциллятора с различной подачей $Q=8$ л/с, $Q=12$ л/с, $Q=16$ л/с, $Q=20$ л/с, $Q=25$ л/с, $Q=30$ л/с, $Q=35$ л/с. Виброизмерительный прибор устанавливался на теле осциллятора-турбулизатора (рисунок 3.20).



Рисунок 3.20 – Виброизмерительный прибор, установленный на теле осциллятора-турбулизатора перед началом испытаний

При проведении испытаний учитывались следующие параметры: рабочее давление P , расход промывочной жидкости $Q_{\text{ж}}$, частота колебаний ν . Снятие характеристик осциллятора осуществлялось в ручном режиме, по показаниям дисплея прибора на пульте управления.

3.6 Теоретические исследования. Обработка и сопоставление результатов экспериментальных и теоретических исследований работы скважинного осциллятора-турбулизатора

Получены спектры частот, соответствующие работе осциллятора-турбулизатора, при различных значениях расхода промывочной жидкости. Для наглядности ниже приведём полученные результаты (см. рис 3.21, 3.22).

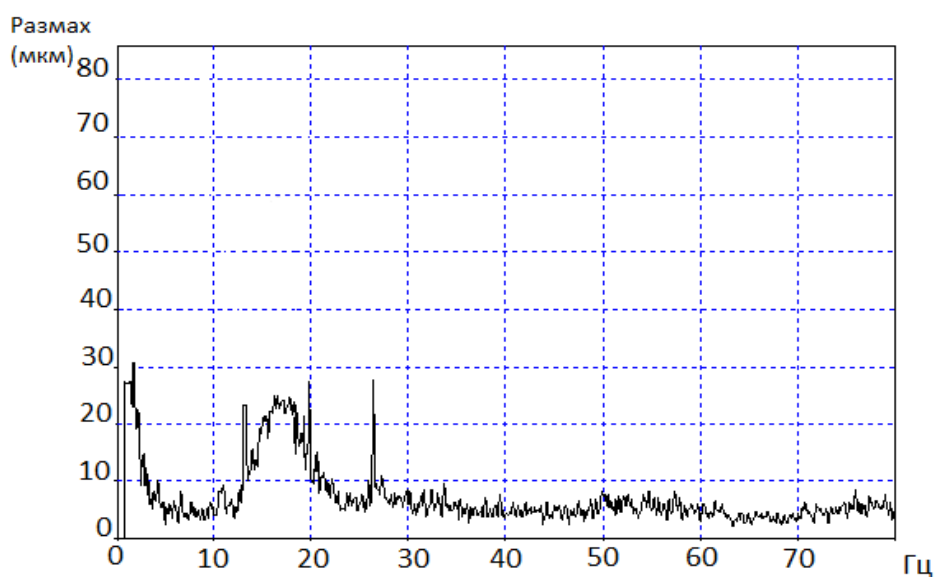


Рисунок 3.21 - Спектр частот без применения осциллятора-турбулизатора при $Q = 0,008 \text{ м}^3/\text{с}$

На рисунке 3.21 представлены спектры частот, характерные для работы рабочей пары винтового забойного двигателя и других элементов циркуляционной системы без осциллятора турбулизатора.

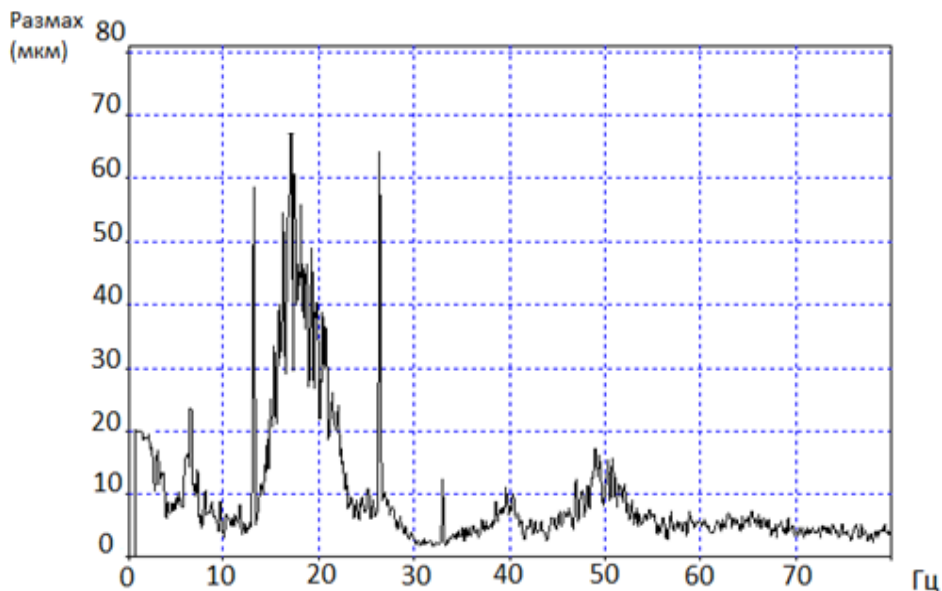


Рисунок 3.22 - Спектр частот с применением осциллятора-турбулизатора при $Q = 0,008 \text{ м}^3/\text{с}$

Из графика 3.22 видно, при работе осциллятора-турбулизатора появились дополнительные линии, которые и соответствуют работе устройства. Аналогичная картина наблюдается и при других значениях расхода промывочной жидкости. Так, при расходе $0,008 \text{ м}^3/\text{с}$ частота колебаний составила 18 Гц, при $0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ - 24 Гц, $0,016 \text{ м}^3/\text{с}$ – 32 Гц, $0,020 \text{ м}^3/\text{с}$ – 48 Гц, $0,025 \text{ м}^3/\text{с}$ - 56 Гц, $0,030 \text{ м}^3/\text{с}$ – 64 Гц, $0,035 \text{ м}^3/\text{с}$ – 78 Гц.

Как известно, энергия единичного удара связана с массой жидкости m и скоростью промывочной жидкости V [7]. В свою очередь, сила, оказываемая промывочной жидкостью на клапан осциллятора, связана с давлением P , оказываемым жидкостью, и площадью поперечного сечения F . Выражение для энергии единичного удара примет вид:

$$A = \frac{\rho \cdot c \cdot Q^2}{v \cdot F}, \quad (3.1)$$

где ρ - плотность промывочной жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$;

c - скорость распространения гидроударных волн, $c = 1360 \text{ м}/\text{с}$;

Q - расход промывочной жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$;

F - площадь поперечного сечения трубы в скважине, м^2 .

V - частота работы вибратора, Гц.

Для различных значений расхода жидкости значения энергии единичного удара сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 - Значения энергии единичного удара при различных значениях расхода жидкости

Q, м ³ /с	0,008	0,012	0,016	0,02	0,025	0,03	0,035
A, кДж	0,265	0,448	0,597	0,622	0,833	1,05	1,173

С использованием рассчитанных значений энергии единичного удара построен график зависимости энергии удара от расхода жидкости (рисунок 3.23).

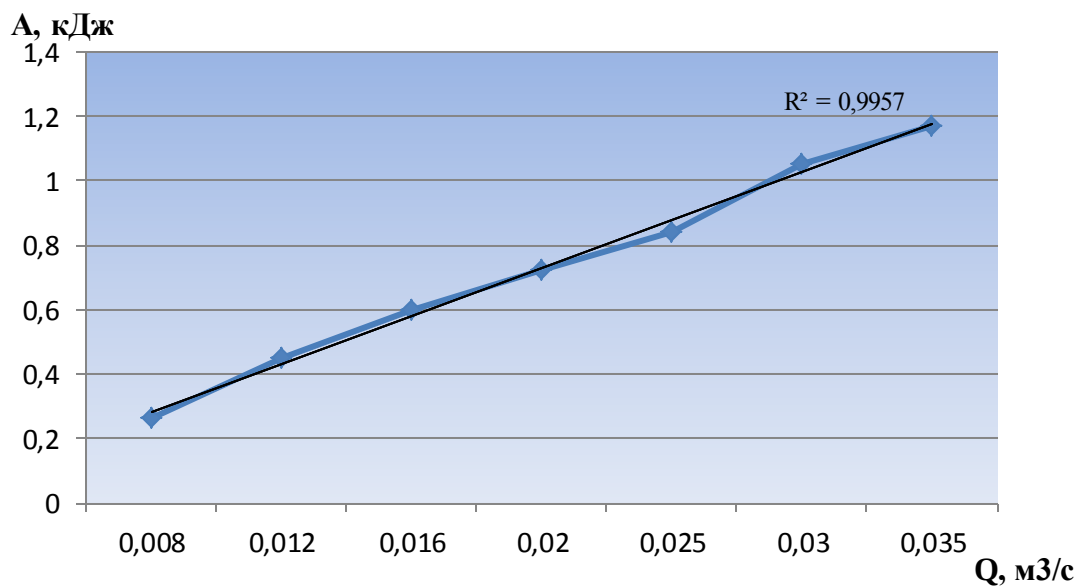


Рисунок 3.23 - Зависимость энергии удара от расхода жидкости

Из рисунка 3.23 видно, что с увеличением расхода жидкости энергия единичного удара растет.

Для определения перепада давления, возникающее в скважинном осцилляторе-турбулизаторе, необходимо определить давление гидравлического удара, которое возникает в процессе перекрытия проходного сечения втулки. Для этого можно воспользоваться формулой Жуковского для определения гидроудара при полном закрытии клапана:

$$\Delta P = \rho \cdot c \cdot V, \quad (3.2)$$

где ΔP - перепад давления в скважинном осцилляторе-турбулизаторе, МПа;

ρ - плотность промывочной жидкости, кг/м³;

c - скорость распространения гидроударных волн, м/с;

V - скорость промывочной жидкости, м/с.

Скорость движения промывочной жидкости определяется по формуле:

$$V = \frac{Q}{F_{\text{пр}}}, \quad (3.3)$$

где Q – расход промывочной жидкости, м³/с;

$F_{\text{пр}}$ - площадь проходного сечения, м².

Определим перепад давления по формуле (3.2) при работе осциллятора-турбулизатора при использовании водопроводной воды плотностью $\rho = 1000$ кг/м³, технической воды плотностью $\rho = 1020$ кг/м³ и бурового раствора плотностью $\rho = 1120$ и $\rho = 1200$ кг/м³.

При расходе промывочной жидкости $Q = 0,008$ м³/с, скорость движения промывочной жидкости будет равна $V = 1,93$ м/с. Тогда перепад давления будет равен:

$$\Delta P = 1000 \cdot 1360 \cdot 1,93 = 2,62 \text{ МПа}$$

Аналогично находим ΔP и для других значений расхода промывочной жидкости. Результаты расчетов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Оценка влияния расхода промывочной жидкости на перепад давления по формуле Жуковского

Q , м ³ /с	0,008	0,012	0,016	0,02	0,025	0,03	0,035
$\rho = 1000$ кг/м ³							
ΔP , МПа	2,62	3,94	5,26	6,58	8,23	9,87	11,52
$\rho = 1020$ кг/м ³							
ΔP , МПа	2,68	4,03	5,37	6,71	8,39	10,07	11,75
$\rho = 1120$ кг/м ³							
ΔP , МПа	2,95	4,42	5,9	7,37	9,22	11,06	12,9
$\rho = 1200$ кг/м ³							
ΔP , МПа	3,16	4,74	6,32	7,9	9,87	11,85	13,83
Экспериментальные значения ($\rho = 1000$ кг/м ³)							
ΔP , МПа	1,2	2,93	5,09	7,5	9,04	10,56	11,89

Используя полученные данные, построим графики зависимостей перепада давления от расхода промывочной жидкости и сопоставим их с полученными экспериментальными значениями (рисунок 3.24).

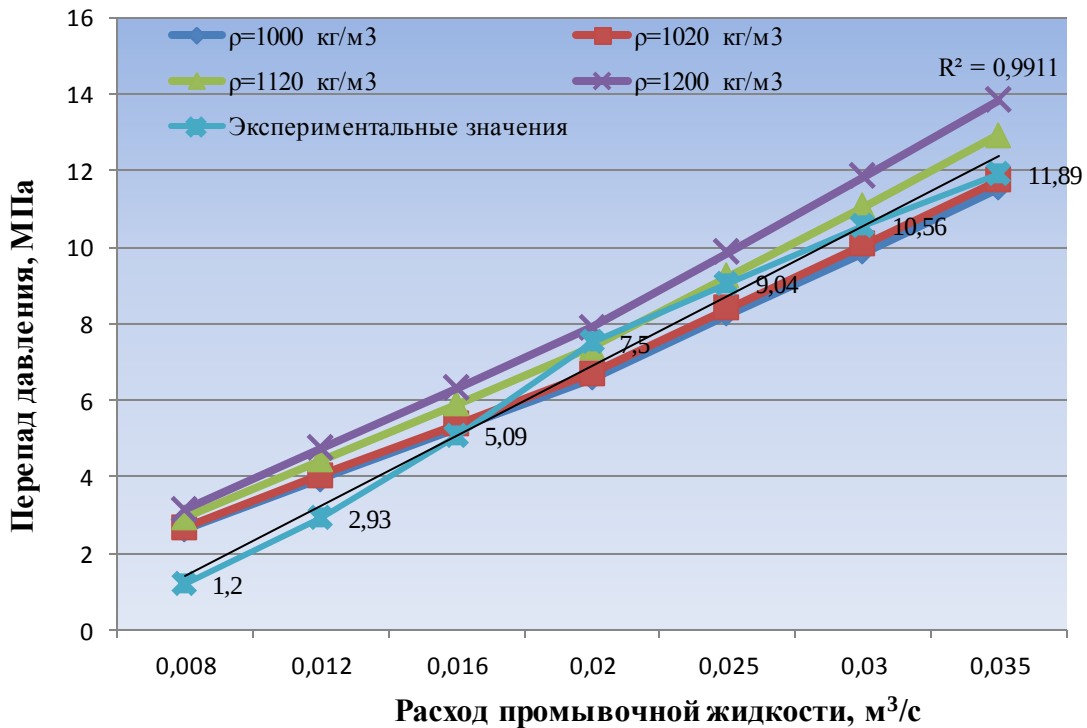


Рисунок 3.24 – Результаты сопоставления теоретических расчетов по формуле Жуковского и экспериментальных значений перепада давления

Лабораторные эксперименты показали, что для определения амплитудных значений давления гидравлического удара, создаваемого осциллятором, применима формула Жуковского.

Из рисунка 3.24 видно, что с увеличением расхода промывочной жидкости расхода жидкости от 0,008 до 0,035 м³/с перепад давления возрастает от 1,2 МПа до 11,89 МПа.

Проведём исследования по определению частоты работы скважинного осциллятора турбулизатора по формуле:

$$v = \frac{Q}{F_{np} \cdot L}, \text{ где} \quad (3.4)$$

где L – длина перекидного клапана;

F_{np} – площадь проходного сечения, м²;

Q – расход промывочной жидкости, $\text{м}^3/\text{с}$

При расходе промывочной жидкости $Q=0,008\text{м}^3/\text{с}$ частота колебаний составит:

$$\nu = \frac{0,008}{0,00413 \cdot 0,125} = 15,49 \text{ Гц}$$

Рассчитанные аналогично для различных значений расхода жидкости величины частоты колебаний осциллятора и значения, полученные экспериментальным путем, сведены в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 - Значения частоты работы осциллятора при различных расходах жидкости

Расход промывочной жидкости, Q , $\text{м}^3/\text{с}$	Теоретические значения (по формуле 3.4)	Экспериментальные значения
	Частота работы скважинного осциллятора, ν , Гц	
0,008	15,49	18
0,012	23,24	24
0,016	30,99	32
0,020	38,74	48
0,025	48,26	56
0,030	58,11	64
0,035	67,79	78

Исходя из полученных результатов, построим график зависимости частоты колебаний осциллятора от расхода промывочной жидкости (рисунок 3.25).

Из рисунка 3.25 видно, что с увеличением расхода промывочной жидкости частота работы скважинного осциллятора-турбулизатора увеличивается.

Таким образом, из приведенных выше графиков зависимостей параметров работы осциллятора видна хорошая сходимость экспериментальных и теоретических значений.

Проведенное сравнение показателей существующих гидроударных машин и показателей осциллятора-турбулизатора, полученных в результате лабораторных и теоретических исследований наглядно иллюстрирует эффективность последнего (таблица 3.6) [37, 20].

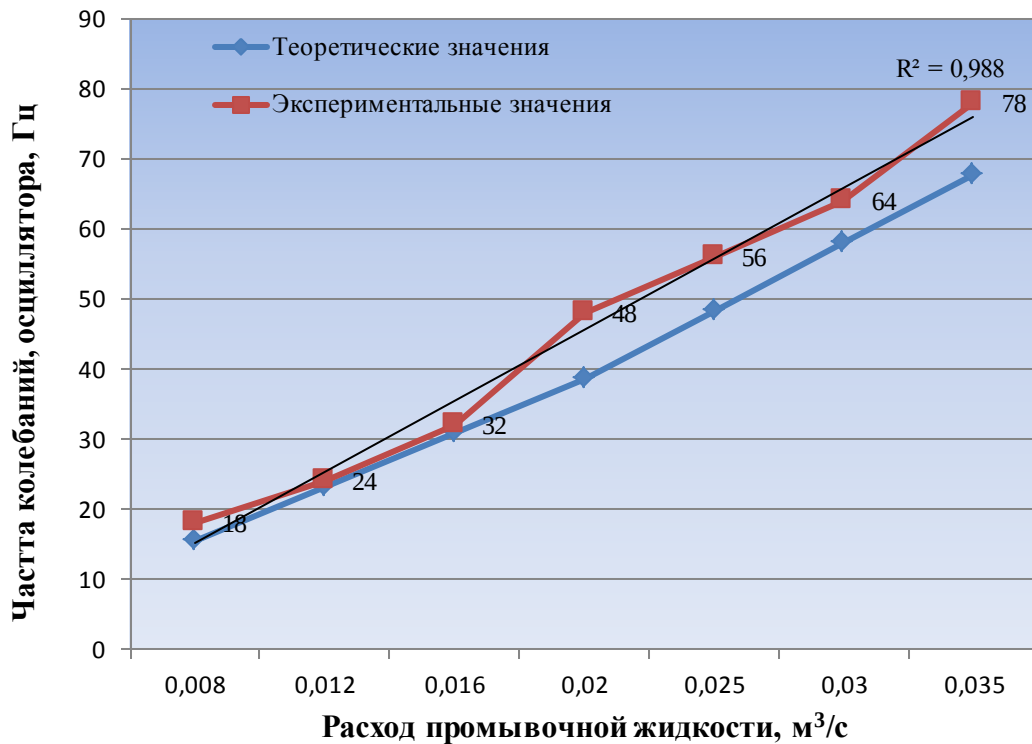


Рисунок 3.25 – Результаты сопоставления теоретических расчетов и экспериментальных значений частоты колебаний осциллятора-турбулизатора от расхода промывочной жидкости

Таблица 3.6 - Энергетические параметры гидроударных машин

Тип	Гидравлический вибратор с перекидным клапаном	Осцилятор-турбулизатор
Энергия удара, Дж	484-1494	263-1173
Расход жидкости, м³/с	0,005-0,010	0,008-0,035
Рабочая, частота, Гц	5-10	10-80

Разработанный осцилятор-турбулизатор имеет следующие основные технические характеристики:

- рабочая частота, Гц – до 100 Гц
- оптимальный расход промывочной жидкости, м³/с – 0,025-0,038
- перепад давления, МПа – 1-12
- наружный диаметр, мм – 172
- общая длина, мм – 980
- масса, кг – 80

Рассмотрим погрешности, которые возникают при проведении стендовых измерений. Они подразделяются на два вида: систематические и случайные. Систематические погрешности обусловлены погрешностями приборов, входящих в измерительную схему лабораторного стенда. Основными приборами, влияющими на точность измерения амплитуды давления, являются тензодатчики и виброизмерительный прибор (ВИП). Погрешность датчика давления равна 1,5%, а погрешность ВИП - 5%, тогда суммарную систематическую погрешность измерения амплитуды давления можно определить из выражения

$$\text{Пс} = \sqrt{(\text{П}_{\text{ТД}})^2 + (\text{П}_{\text{ВИП}})^2} = \sqrt{(1,5)^2 + (5)^2} = \sqrt{27,25} = 5,2\%, \quad (3.5)$$

где $\text{П}_{\text{ТД}}$ - погрешность тензодатчика; $\text{П}_{\text{ВИП}}$ - погрешность ВИП.

Расход жидкости определяется объемным способом по формуле

$$Q = \frac{V}{t}, \quad (3.6)$$

где V - объем жидкости, поданной в нагнетательную линию;

t - время подачи жидкости.

Изменения амплитуды давления жидкости подвержены случайным ошибкам, поэтому наряду с корректировкой систематических погрешностей большое значение имеет способ статистической обработки серий измерений. Для этого рассчитывают среднее значение, среднеквадратичное отклонение, дисперсию измерений и относительную погрешность. Среднее квадратичное отклонение $S = 0,1$ МПа. Дисперсия $\sigma = 0,04$ МПа². Относительная погрешность $\xi = 5,2\%$.

КНБК с динамически активными элементами в виде осциллятора-турбулизатора может быть рекомендована для проведения дальнейших испытаний на скважине.

3.7 Выводы по главе 3

1. В КНБК с усиленной динамической нагрузкой на долото в качестве динамически активного элемента включён скважинный осциллятор-турбулизатор, который был модернизирован.

2. Проведены теоретические исследования, определены зависимости:

- энергия единичного удара, создаваемого осциллятором-турбулизатором, с увеличением расхода жидкости от 0,008 до 0,035 м³/с растёт от 0,265 до 1,173 кДж соответственно;

- для определения перепада давления, возникающего при работе скважинного осциллятора-турбулизатора, применима формула Жуковского; установлено, что с увеличением расхода промывочной жидкости от 0,008 до 0,035 м³/с и значений плотности промывочной жидкости от 1000 до 1200 кг/м³ перепад давления возрастает от 2,62 до 13,83 МПа соответственно;

- с увеличением расхода промывочной жидкости от 0,008 до 0,035 м³/с частота собственных колебаний осциллятора-турбулизатора возрастает от 15,49 до 67,79 Гц соответственно.

3. Проведенные лабораторные исследования КНБК на стенде в составе со скважинным осциллятором-турбулизатором в условиях максимально приближенным к промысловым показали ее работоспособность [86-88]. Определены рабочие параметры осциллятора-турбулизатора. Стендовыми испытаниями установлено:

- при расходе промывочной жидкости 0,008 м³/с частота колебаний осциллятора-турбулизатора составила 18 Гц, при 0,012 м³/с - 24 Гц; 0,016 м³/с – 32 Гц; 0,020 м³/с – 48 Гц; 0,025 м³/с - 56 Гц; 0,030 м³/с – 64 Гц; 0,035 м³/с – 78 Гц;

- при расходе промывочной жидкости от 0,008 до 0,035 м³/с перепад давления со временем увеличивается от 1,2 МПа до 11,89 МПа соответственно.

В результате сопоставления теоретических и экспериментальных кривых получена хорошая сходимость.

ГЛАВА 4 ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ И ДОЛОТОМ PDC

С целью определения влияния предлагаемой КНБК на основные технико-экономические показатели бурения были проведены опытно-промысловые испытания на месторождениях Республики Татарстан.

4.1 Опытно-промысловые испытания на скважине Шереметьевского месторождения ПАО «Татнефть»

Промысловые испытания проводились на скв. Шереметьевского месторождения в условиях Нурлатского предприятия буровых работ ПАО «Татнефть».

Месторождение площадью 19,13 кв.км расположено на северо-западном склоне Южного купола Татарского свода. Геологический разрез сложен преимущественно из перемежающихся по твёрдости горных пород.

Бурение скважины велось буровой установкой БУ – 2000/125 ЭБМ. Для подачи промывочной жидкости применяли буровые насосы БРН-1. Опытное бурение проводилось в интервале 305-800 м. Проектная глубина скважины составила 1120 метров. На рисунке 4.1 приведена собранная компоновка низа бурильной колонны в составе с осциллятором – турбулизатором и долотом PDC.



Рисунок 4.1 - Вид собранной КНБК при проведении опытно-промысловых испытаний на скважине

Порядок проведения промысловых испытаний

1) Бурение в интервале 305-722метра

КНБК: долото PDC 215,9 9БП7716СЛА-013(0/200) + осциллятор + ДР-172+ центратор 212 + 72мУБТ(178)+18мЛБТ+ бурильный инструмент.

Проходка составила 467 м, механическая скорость бурения 31 м/ч, нагрузка на долото – 90-100кН, давление – 9МПа, тип раствора: техническая вода плотностью 1020 кг/м³

2) Бурение в интервале 722-800метров

КНБК: долото PDC 215,9 9БП7716СЛА-013(0/200) + осциллятор + ДР-172+ центратор 212+72мУБТ(178)+18мЛБТ(147)+бурильный инструмент (114).

Проходка составила 78 м, механическая скорость бурения 30м/ч, нагрузка на долото – 90-100кН, давление – 9МПа, тип раствора: техническая вода плотностью 1020 кг/м³

Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото выбраны соседние скважины, пробуренные на том же Шереметьевском месторождении в равноценных геолого-технических и технологических условиях. Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Сравнительные показатели опытной и оценочных скважин

№ скв	Крепость пород	Интервал бурения, м		Показатели		Расход пром. жидкости, м ³ /с	Давление на стояке, МПа	Нагрузка на долото, кН	Тип промывочной жидкости		
		от	до	мех. скорость бурения, м/ч	проходка на долото, м				ρ, кг/м ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³
опытная скважина, пробуренная с осциллятором-турбулизатором											
Скв.1	Средние, крепкие	305	772	31	467	0,03-0,032	9-10	90-100	1020	-	-
		772	800	30	28				1020	-	-
Средние значения				30,8	495						
оценочные скважины, пробуренные без осциллятора-турбулизатора											
Скв.1	Средние, крепкие	685	921	21,6	236	0,032	9-10	90-100	1020	-	-
Скв.2	Средние, крепкие	328	322	21	322	0,032	9-10	90-100	1020	-	-
Скв.3	Средние, крепкие	495	712	24	217	0,032	9-10	90-100	1020	-	-

В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото на опытной скважине пробурено 495 метров горных пород под эксплуатационную колонну. В среднем механическая скорость составила 30,8м/ч. Средняя механическая скорость по оценочным скважинам составила 22м/ч. Получено превышение механической скорости в 1,5 раза и проходки на долото – 1,9 раз.

4.2 Опытнo-промысловые испытания на скважине №1 Аканского месторождения ПАО «Татнефть»

Промысловые испытания проводились на скв. №1 Аканского месторождения в условиях Нурлатского предприятия буровых работ ПАО «Татнефть».

Аканское нефтяное месторождение расположено в пределах восточного борта Мелекесской впадины на территории Республики Татарстан. Месторождение характеризуется сложным строением, основные продуктивные залежи приурочены к терригенным отложениям бобриковского и тульского горизонтов, известнякам башкирского яруса и карбонатно-терригенным комплексам верейского горизонта московского яруса. Геологический разрез сложен преимущественно из перемежающихся по твёрдости горных пород.

Бурение скважины велось буровой установкой БУ – 75БРЭ. Для подачи промывочной жидкости применяли буровые насосы БРН-1. Опытное бурение проводилось в интервале 53-490метров. Проектная глубина скважины составила 1235 метров.

Порядок проведения промысловых испытаний

1) Бурение в интервале 53-306 метров

КНБК: PDC215.9БТ4416SАНº0101014(0/200)+осциллятор + двигатель LZ178№58(0/150) + л/ц212 + 100м УБТ(178)+бурильный инструмент(127).

Проходка составила 253 м, механическая скорость бурения 22 м/ч, нагрузка на долото – 110кН, давление – 11МПа, тип раствора: техническая вода плотностью 1020кг/м³.

2) Бурение в интервале 306-490метров

КНБК: PDC215.9БТ4416SАН₀₁₀₁₀₁₄(15/200) + осциллятор + двигатель 7LZ178N₅₈(15/150) + л/ц212 + 100м УБТ(178) + бурильный инструмент (102)

Проходка составила 184м, механическая скорость бурения 20 м/ч, нагрузка на долото – 110кН, давление – 11МПа, тип раствора: глинистый буровой раствор плотностью 1200 кг/м³.

Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото выбраны соседние скважины, пробуренные на том же Аканском месторождении в равноценных геолого-технических и технологических условиях.

Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Сравнительные показатели опытной и оценочных скважин

№ скв	Крепость пород	Интервал бурения, м		Показатели		Расход пром. жидкости, м³/с	Давление на стояке, МПа	Нагрузка на долото, кН	Тип промывочной жидкости		
		от	до	мех. скорость бурения, м/ч	проходка на долото, м				ρ, кг/м³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см³
опытная скважина, пробуренная с осциллятором-турбулизатором											
Скв.1	Средние, крепкие	53	306	22	253	0,03	11	110	1020	-	-
		306	490	20	184				1200	30	6
Средние значения				21,9	437						
оценочные скважины, пробуренные без осциллятора-турбулизатора											
Скв.1	Средние, крепкие	53	493	13	440	0,03-0,035	9-9,5	100	1020	-	-
									1140	45	8
Скв.2	Средние, крепкие	48	483	19	435	0,03-0,035	9-9,5	120	1020	-	-
									1140	45	8
Скв.3	Средние, крепкие	49	495	14	446	0,03-0,035	9-11	110	1020	-	-
									1200	30	6

В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото пробурено 437 метров горных пород под кондуктор. В среднем

механическая скорость составила 21,9м/ч. Средняя механическая скорость по оценочным скважинам составила 15,3м/ч. Получено превышение механической скорости в 1,4раза.

4.3 Опытные-промысловые испытания на скважине №2 Аканского месторождения ПАО «Татнефть»

Промысловые испытания проводились на скв. №2 Аканского месторождения. Бурение скважины велось буровой установкой БУ – 75БРЭ. Для подачи промывочной жидкости применяли буровые насосы БРН-1. Опытное бурение проводилось в интервале 51-470метров. Проектная глубина скважины составила 1240 метров.

Порядок проведения промысловых испытаний

1) Бурение в интервале 51-382 метров

КНБК:(PDC)215,9БТ44S6SАНº0101014+осциллятор+7LZ178№51+л/ц212+49мУБТ(178)+бурильный инструмент(89).

Проходка составила 331 м, механическая скорость бурения 23 м/ч, нагрузка на долото – 140кН, давление – 11,5МПа, тип раствора: техническая вода плотностью 1020 кг/м³

2) Бурение в интервале 382-470метров

КНБК:(PDC)215,9БТ44S6SАНº0101014+осциллятор+7LZ178№51+л/ц212+49мУБТ(178)+бурильный инструмент(89).

Проходка составила 88м, механическая скорость бурения 21 м/ч, нагрузка на долото – 140кН, давление – 11,5МПа, тип раствора: глинистый буровой раствор плотностью 1160 кг/м³.

Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото выбраны соседние скважины, пробуренные на том же Аканском месторождении в равноценных геолого-технических и технологических условиях.

Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Сравнительные показатели опытной и оценочных скважин

№ скв	Крепость поро д	Интервал бурения, м		Показатели		Расход пром. жидко- сти, м ³ /с	Дав- ление на стояке, МПа	На- груз- ка на до- лото, кН	Тип промывочной жидкости		
		от	до	мех. скоро- сть бурен- ия, м/ч	прох- одка на доло- то, м				ρ, кг/м ³	Условная вязкость, с	Водоот- дача, см ³
опытная скважина, пробуренная с осциллятором-турбулизатором											
Скв.2	Сред- ние, креп- кие	51	382	23	331	0,03- 0,035	11,5	140	1020	-	-
		382	470	21	88				1160	45	8
Средние значения				21,3	419						
оценочные скважины, пробуренные без осциллятора-турбулизатора											
Скв.1	Сред- ние, креп- кие	50	470	13	420	0,03- 0,035	11,5	120	1020	-	-
									1140	45	8
Скв.2		50	471	20	421	0,03- 0,035	9-11,5	120	1020	-	-
									1200	30	6
Скв.3		52	475	14	423	0,03- 0,035	9-10	140	1020	-	-

В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото пробурено 419 метров горных пород под кондуктор. В среднем механическая скорость составила 21,3м/ч. Средняя механическая скорость по оценочным скважинам составила 15,6м /ч. Получено превышение механической скорости в 1,3 раза.

4.4 Опытно-промысловые испытания на скважине Березовской площади

На скважине Березовской площади при бурении под эксплуатационную колонну было предложено применение в КНБК осциллятора-турбулизатора. Геологический разрез так же представлен преимущественно из перемежающихся по твёрдости горных пород.

Опытное бурение проводилось в интервале 266-1220 метров. Проектная глубина скважины составила 1824метра.

Порядок проведения промысловых испытаний

1) Бурение в интервале 266- 903метров

КНБК: Долото SKH-616D-C4D/215.90,3 + Спецэлемент.: Осциллятор /171,0/80,0/0,8 + Пер-к.: 140.0 /0,3 + Заб.дв.: ДШОТР-178К.6/7,1 + Спецэлемент.: КОБ /172,0/80,0/0,4 + Телесист.: АТЗ /12,9 + Пер-к.: 178.0 /0,4 + Пер-к.: 155.0 /0,5 + Св. ТБКПК/114,3/18,4 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. УБТ /165,0/94,8 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. ТБКПК /114,3/753,8 + Вед. труба /13,0.

Проходка составила 837 м, механическая скорость бурения 19,7м/ч, нагрузка на долото –100 кН, давление – 9МПа, тип раствора: техническая вода плотностью 1020кг/м³.

2) Бурение в интервале 903-1220 метров

КНБК: Долото V613PDG1RU/215.90,3 + Спецэлемент.: Осциллятор /178,0/80,0/0,8 + Пер-к.: 140.0 /0,3 + Заб.дв.: ДШОТР-178К.6/7,1 + Спецэлемент.: КОБ /172,0/80,0/0,4 + Телесист.: АТЗ /12,9 + Пер-к.: 178.0 /0,4 + Пер-к.: 155.0 /0,5 + Св. ТБКПК/114,3/18,9 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. УБТ /165,0/94,8 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. ТБКПК /114,3/1069,6.

Проходка составила 316м, механическая скорость бурения 18м/ч, нагрузка на долото – 100кН, давление – 11,5МПа, тип раствора: техническая вода плотностью 1020 кг/м³.

Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото выбраны соседние скважины, пробуренные на той же Берёзовской площади в равноценных геолого-технических и технологических условиях.

Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Сравнительные показатели опытной и оценочных скважин

№ скв	Крепость пород	Интервал бурения, м		Показатели		Расход пром. жидкости, м ³ /с	Давление на стояке, МПа	Нагрузка на долото, кН	Тип промывочной жидкости		
		от	до	мех. скорость бурения, м/ч	проходка на долото, м				ρ, кг/м ³	Условная вязкость, с	Водоотдача, см ³
опытная скважина, пробуренная с осциллятором-турбулизатором											
Скв.1	Средние, крепкие	266	1220	16,3	637	0,035	9-11,5	100	1020	-	-
					316						
Средние значения				16,3	954						
оценочные скважины, пробуренные без осциллятора-турбулизатора											
Скв.1	Средние, крепкие	286	1219	21	933	0,031	10,1	70	1020	-	-
Скв.2		244	1242	13,8	998	0,031	10	110	1020	-	-

В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото пробурено 954 метра горных пород. В среднем механическая скорость составила 16,3/ч. На оценочных скважинах были дополнительные спуско-подъемные операции по причине износа долот PDC, что увеличило время строительства скважины. Использованное на опытной скважине долота не получили сильных повреждений вооружения, отмечался лишь незначительный износ.

После проведения испытаний на четырех скважинах провели осмотр компоновки, осциллятор был в рабочем состоянии (рисунок 4.2), износ деталей незначительный, внутренние элементы осциллятора также были в рабочем состоянии. Также примечательно то, что на опытных скважинах износ долота PDC незначительный.



Рисунок 4.2- Внешний вид осциллятора после проведения промысловых испытаний

Обобщенные результаты промысловых испытаний сведём в таблицу 4.5.

Таблица 4.5. - Сравнительные данные применения компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото со скважинами, пробуренными в аналогичных геолого-технических условиях

Площадь (месторожд ение)	Крепость пород	Расход пром. жидко- сти, м ³ /с	Дав- ление на стояке, МПа	Нагруз ка до- лото, кН	Тип пром. жидкости	№ скв.	Интервал бурения, м	Средняя проходка на долото, м	Средние показате ли мех. скорости бурения, м/ч	КНБК
Шереметь- евское месторожде- ние	Средние, крепкие	0,03-0,032	9-10	90-100	техническая вода, глинистый буровой раствор	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
						Скв.1	305-800	495	30,8	PDC 215,9 9БП7716СЛА-013(0/200) + осциллятор + ДР-172+ центратор 212 + 72мУБТ(178)+18мЛБТ+ бурильный инструмент
						Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
						Скв.1	685-921	236	21,6	PDC 215,9 9БП7716СЛА-013(0/200) + ДР-172+ центратор 212 + 72мУБТ(178)+18мЛБТ+ бурильный инструмент
						Скв.2	328-650	322	21	
						Скв.3	495-712	217	24	
Средние показатели								258	22	
Аканское месторожде- ние	Средние, крепкие	0,03-0,035	6-11	100-120	техническая вода, глинистый буровой раствор	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
						Скв.1	53-490	437	21,9	PDC215.9БТ4416SАН0101014(15/200)+ осциллятор + 7LZ178№58(15/150) + л/ц212 + 100м УБТ(178) + бурильный инструмент (102)
						Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
						Скв.1	53-493	440	13	PDC215.9БТ4416SАН0101014(15/200)+ 7LZ178№58(15/150) + л/ц212 + 100м УБТ(178) + бурильный инструмент (102)
						Скв.2	48-483	435	19	
						Скв.3	49-495	446	14	
Средние показатели								440	15,3	

Продолжение таблицы 4.5

Аканское месторожде- ние	Средние, крепкие	0,03-0,035	9-11	120- 140	техническая вода, глинистый буровой раствор	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
						Скв.2	51-470	419	21,3	PDC215,9БТ44S6SАН№0101014+ осциллятор+7LZ178№51+л/ц21 2 +49мУБТ(178)+бурильный инструмент(89).
						Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
						Скв.1	50-470	420	13	PDC215,9БТ44S6SАН№0101014+ +7LZ178№51+л/ц212 +49мУБТ(178)+бурильный инструмент(89)
						Скв.2	50-471	421	20	
Скв.3	52-475	423	14							
Средние показатели								421	15,6	
Берёзовская площадь	Средние, крепкие	0,031- 0,035	7-11,5	7-160	техническая вода	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
						Скв.1	266-1220	954	16,3	PDC SKH-616D-C4D/215.90,3 + Спецэлем.: Осциллятор /171,0/80,0/0,8 + Пер-к.: 140.0 /0,3 + Заб.дв.: ДШОТР- 178К.6/7,1 + Спецэлем.: КОБ /172,0/80,0/0,4 + Телесист.: АТЗ /12,9 + Пер-к.: 178.0 /0,4 + Пер- к.: 155.0 /0,5 + Св. ТБКПК/114,3/18,4 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. УБТ /165,0/94,8 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. ТБКПК /114,3/753,8 + Вед. труба /13,0
						Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
						Скв.1	286-1219	933	21	PDC SKH616D-C4D/215.90,3 + Заб.дв.: ДШОТР-178.Н.7/8,6 + Спецэлем.: ОК КОБ-172ГС /172,0/32,0/0,3 + Телесист.: АТЗМ-172 /12,8 + Пер-к.: 172.0 /0,4 + Св. ТБПН /127,0/25,0 + Св. УБТ /165,0/98,3 + Св. ТБПН /127,0/500,0

Продолжение таблицы 4.5

						Скв.2	244-1242	998	13,8	PDC V613PDG1R/215.90,3 + Заб.дв.: ДШОТР- 178.РС.7/8,5/уг. пер. 0,00° + Спецэлемент.: Обратный клапан /172,0/83,0/0,3 + Калиб.: КЛС /213,0/0,4 + Св. УБТ /178,0/101,6 + Св. ТБПН /127,0/809,8
Средние показатели								965,5	17,4	

В результате опытно-промышленных испытаний с помощью осциллятора пробурено 2305 метров горных пород, средняя механическая скорость составила 23м/ч. Таким образом, обобщенные результаты опытно-промышленных испытаний КНБК в составе с осциллятором-турбулизатором на всех четырех скважинах показали увеличение механических скоростей бурения до 20...35% и проходки на долото на 10%.

4.5 Экономическое обоснование эффективности применения предлагаемой технологии

Оценка экономической эффективности от внедрения осциллятора – турбулизатора в процесс бурения скважин заключается в подсчете экономии затрачиваемых денежных средств при бурении скважины с осциллятором по сравнению с затрачиваемыми средствами при бурении скважины без применения осциллятора. Для сравнения были выбраны наиболее близкие по геолого-техническим параметрам скважины, пробуренные на том же кусту Берёзовской площади Ромашкинского месторождения.

Экономический эффект от внедрения технологии обусловлен:

- увеличением проходки на долото;
- ростом механической скорости проходки;
- сокращением непроизводительного времени, связанного с подъемом КНБК для смены породоразрушающего инструмента.

Таблица 4.6 - Техничко-экономические показатели от внедрения КНБК в составе с осциллятором – турбулизатором и долотом PDC [41]

№ п/п	Показатели	Единица измерения	Базовый вариант (Без применения осциллятора)	Предлагаемый вариант (с применением осциллятора)
1	2	3	4	5
Исходные данные				
1.	Цель бурения	Эксплуатация		
2.	Способ бурения	ГЗД		
3.	Вид привода	Электрический		
4.	Интервал бурения	м	244-1242	266-1220
5.	Механическая скорость бурения	м/ч	13,8	16,3

Продолжение таблицы 4.6

6.	Средняя часовая тарифная ставка членов буровой бригады	руб./час	1) Мастер – 210,5 2) Помощник мастера – 184,6 3) Бурильщик 6 разряда – 141,35 4) Помощник бурильщика 5 разряда – 119,3 5) Слесарь, электрик 5 разряда -119,3	
7.	Величина (глубина, объем) проходки	м	998	954
8.	Количество случаев замены долот	ед.	1	0
9.	Сметная стоимость часа работы буровой установки	руб/час	21 500	
Расчётные данные				
11.	Время бурения скважины	час.	696	648
12.	Прямые затраты, связанные с эксплуатацией буровой установки	руб.	14964000	13932000
15.	Затраты на оплату труда членов буровой бригады	руб.	1334454	1242423
16.	Цена осциллятора	руб.	460 000	
17.	Срок службы осциллятора (при данном режиме эксплуатации)	лет	2	
Расчет экономической эффективности				
18.	Суммарные текущие затраты на бурение	руб.	16298454	15174423
19.	Экономия текущих затрат на 1 скв.	руб.	1124031	
20.	Экономический эффект (с учетом покупки осциллятора) на 1 скв.	руб.	664031	

Таким образом, экономический эффект от внедрения осциллятора-турбулизатора составил более 650 000 рублей в расчете на одну скважину.

4.6 Выводы по главе 4

1. Включенный в КНБК скважинный осциллятор-турбулизатор показал свою работоспособность и надежность в перемежающихся по твёрдости горных породах, проработал без аварий и осложнений, при этом износ долот PDC незначительный, что объясняется лучшим контактом долота с забоем, устранением подвисания породоразрушающего инструмента, которому способствуют, создаваемые осциллятором, малоамплитудные продольные колебания, усиливающие динамическую составляющую осевой нагрузки на долото [85, 89, 90-93, 105-113,134].

2. Сравнение результатов опытного бурения с применением компоновки с динамически активным элементом с соседними оценочными скважинами, пробуренными на тех же месторождениях (площадях) в равноценных геолого-технических и технологических условиях, показало:

- на скважине Шереметьевского месторождения увеличение механической скорости бурения в 1,5 раза и проходки на долото – 1,9 раз (Приложение А).

- на скважине №1 Аканского месторождения увеличение механической скорости бурения в 1,4 раза (Приложение Б);

- на скважине №2 Аканского месторождения увеличение механической скорости бурения в 1,3 раза (Приложение В);

- на скважине №32957 Берёзовской площади средняя механическая скорость бурения составила 16,3 м/ч, использованные на опытных скважинах долота PDC не получили сильных повреждений вооружения, отмечался лишь незначительный износ, тогда как на оценочных скважинах были дополнительные спуско-подъемные операции по причине сильного износа долот PDC, что увеличило

непроизводительное время, связанное с подъёмом КНБК для смены породоразрушающего инструмента (Приложение Г).

3. Выполненными расчетами доказано, что применение предлагаемой технологии, позволит получить экономический эффект более 650 тыс. рублей в расчете на одну скважину за счёт увеличения проходки на долото, роста механической скорости бурения, сокращения непроизводительного времени, связанного с подъемом КНБК для смены породоразрушающего инструмента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. На основании проведённого анализа 220 скважин, пробуренных на месторождениях Республики Татарстан, выявлена эффективность применения долот PDC на участках бурения под направление и кондуктор. Однако при бурении под эксплуатационную колонну наблюдается сильный износ вооружения долот, низкая механическая скорость бурения, что, скорее всего, связано с прохождением перемежающихся по твёрдости горных пород, характерных для месторождений Республики Татарстан, а также с недохождением необходимой нагрузки на долото и его подвисанием, что не обеспечивает необходимый контакт долота с забоем.

2. Разработана типовая схема динамической компоновки, включающая долото PDC, осциллятор-турбулизатор, винтовой забойный двигатель, телесистему, бурильные трубы, для повышения эффективности процесса бурения в перемежающихся по твёрдости горных породах.

3. Получена математическую модель динамики клапана осциллятора-турбулизатора, решение которой позволяет получить зависимости влияния плотности, вязкости и расхода промывочной жидкости на частоту его колебаний и определить работоспособные конструкции. Существенное влияние на частоту колебаний оказывает конструктивное исполнение клапана осциллятора-турбулизатора. Рассмотренная конструкция клапана является одним из возможных вариантов и ни в коей мере не исчерпывает всего многообразия вариантов. Полученные зависимости могут в дальнейшем использоваться при проектировании мощных гидравлических вибраторов для бурения скважин.

4. Проведёнными теоретическими и стендовыми исследованиями установлено, что использование осциллятора-турбулизатора позволяет создавать пульсирующую промывку согласно заданных параметров. Стендовыми испытаниями установлено:

- при расходе промывочной жидкости $0,008 \text{ м}^3/\text{с}$ частота колебаний осциллятора-турбулизатора составляет 18 Гц, при $0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ - 24 Гц; $0,016 \text{ м}^3/\text{с}$ – 32 Гц; $0,020 \text{ м}^3/\text{с}$ – 48 Гц; $0,025 \text{ м}^3/\text{с}$ -56 Гц; $0,030 \text{ м}^3/\text{с}$ – 64 Гц; $0,035 \text{ м}^3/\text{с}$ – 78 Гц;

- для теоретических исследований амплитудных значений давления гидравлического удара, создаваемого осциллятором-турбулизатором, применима формула Жуковского; с увеличением расхода промывочной жидкости от $0,008$ до $0,035 \text{ м}^3/\text{с}$ перепад давления возрастает от 1,2 МПа до 11,89 МПа соответственно.

В результате сопоставления теоретических и экспериментальных данных получена хорошая сходимость.

5. В результате промысловых испытаний установлено, что для повышения эффективности бурения в перемежающихся по твёрдости горных породах в условиях Татарстана, необходимо создание и увеличение интенсивности продольных колебаний путём включения в КНБК осциллятора-турбулизатора над долотом. Получено увеличение механической скорости бурения до 35% и проходки на долото до 10%. Экономический эффект от внедрения осциллятора-турбулизатора составил более 650 000 рублей в расчёте на одну скважину за счёт увеличения проходки на долото, роста механической скорости бурения, сокращения непроизводительного времени, связанного с подъёмом КНБК для смены породоразрушающего инструмента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамсон, М.Г. Справочник по механическим свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений / М.Г Абрамсон, В.В. Байдюк., В.С. Зарецкий др. – М.: Недра, 1984. – 207 с.
2. Арефьева, В.В. Оптимизация программы бурения за счет применения новых конструкций долот режущего типа / В.В. Арефьева, С.В. Величков // Инженер-нефтяник. – 2010. – №2. – С.26 -28.
3. Арефьева, В.В. Повышение эффективности бурения за счет применения долот режущего типа / В.В. Арефьева, В.В. Кочуков // Инженер-нефтяник. – 2007. – №2. – С.25-27.
4. Арцимович, В.Г. Об износе твердых сплавов при бурении горных пород / В.Г. Арцимович, В.А. Лукаш // Горный породоразрушающий инструмент. – Киев: Техника, 1969. – С. 35-42.
5. Афанасьев, А.Ф. Влияние различных факторов на механические свойства и буримость горных пород Волго-Уральской нефтегазоносной области / А.Ф. Афанасьев // Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое использование. – 1966. – С.149-156.
6. Афанасьев, А.Ф. Использование данных о твердости горных пород для контролирования режима их разрушения при проводке скважин / А.Ф. Афанасьев // Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое использование. – 1966. – С.169-173.
7. Ашиянц, Э.П. Расчет гидравлического удара в нагнетательном трубопроводе насосной станции при плановой остановке насоса /Э.П. Ашиянц // Изв. АН Арм. ССР Сер. Техническая наука. – 1989. - №3. – С.138-142.
8. Бакиев, Р.Т. Применение PDC долот ONYX при бурении карбонатных и солевых отложений Ярактинского НГКМ в Иркутской области /Р.Т Бакиев // Инженерная практика. – 2011. – № 10. – С.98-105.

9. Байдюк, Б.В. Механизмы деформации и разрушения горных пород при вдавливании штампа / Б.В. Байдюк, Н.М. Павлова // Механические свойства горных пород при вдавливании и их практическое использование. – 1966. – С.125-133.
10. Балицкий, П.В. Взаимодействие бурильной колонны с забоем скважины / П.В. Балицкий. – М.: Недра, 1975. – 294с.
11. Башкатов, Д.Н. Обоснование угла установки резцов в долотах лопастного типа / Д.Н. Башкатов // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 3. – С.24-28.
12. Бебешко, И.А. Технологии оптимизации долот PDC для условий Западной Сибири (на примере компании Хьюз Кристенсен) / И.А Бебешко // Тр. XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова. – Томск: ТПУ; Томск: Нац. исслед. Томский политехнический университет. – 2013. – С.502 -508.
13. Бикчурин, Т.Н. Исследование режимов бурения и установление оптимальных скоростей вращения шарошечных долот (на примере нефтяных месторождений Татарии): авторефер. дис. ... канд. техн. наук / Т.Н. Бикчурин. – М.: ВНИИБТ, 1972. – 29 с.
14. Бикчурин, Т.Н. Совершенствование режимов бурения долотами уменьшенного диаметра / Т.Н.Бикчурин, Ф.А. Козлов. – М.: Недра, 1968. – 116с.
15. Борисов, К.И. Актуальные научные и прикладные вопросы развития нового научного метода оценки свойств и эффективности динамического разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия типа «PDC» / К.И. Борисов // Вестник Ассоциации Буровых подрядчиков. – 2010. – №3. – С. 8–16.
16. Борисов, К.И. Методика оценки динамических прочностных свойств горных пород и эффективности процесса разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия / К.И. Борисов // Бурение и нефть. – 2008. – №1. – С.24-27.

17. Боснак, А.Б. Совершенствование конструкций и применения буровых долот / А.Б. Боснак, Р.М. Богомоллов, Ф.В.Старцев // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2013. – № 3. – С. 46-50.
18. Бруно, Куильер Varel: PDC долота для направленного бурения скважин / Бруно Куильер // Бурение и нефть. – 2007. – №6. – С. 32-33.
19. Валюнин, Д.А. Инновационные резцы *stabilis* и долота *Talon Force* позволяют достичь новых рекордов при бурении карбонатов Самарской области / Д.А. Валюнин, К.А. Бугаев, Д.А. Волков и др. // Бурение и нефть. – 2016. – №2. С. 57-61.
20. Варсанофьев, В.Д. Гидравлические вибраторы / В.Д. Варсанофьев, О.В. Кузнецов. – М.: Машиностроение, 1979. – 144с.
21. Воскресенский, Ф.Ф. Вибрационное и ударно-вращательное бурение / Ф.Ф. Воскресенский, А.В. Кичигин, В.М. Славский и др. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 243 с.
22. Воскресенский, Ф.Ф. Буровые клапанные машины ударного действия / Ф.Ф. Воскресенский. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 85с.
23. Габдрахимов, М.С. Наддолотные многоступенчатые виброусилители / М.С. Габдрахимов, Л.Б. Хузина. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 148с.
24. Габдрахимов, М.С. Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин / М.С. Габдрахимов, А.С. Галеев, Л.Б. Хузина, Р.И. Сулейманов. – СПб.: ООО «Недра», 2011. – 244 с.
25. Гаврыленко, М.В. Совершенствование и разработка долот для бурения высокотехнологичных скважин ОАО «Волгабурмаш»: 60 лет работы в нефтегазовой отрасли / М.В. Гаврыленко, И.Н. Некрасов, М.М. Мухаметшин и др. // Инженер-нефтяник. – 2008. – №2. – С.7-10.
26. Гадиев, С.М. Использование вибрации в добыче нефти / С.М. Гадиев. – М.: Недра, 1977. – 157с.

27. Галеев, А.С. Разработка теоретических основ снижения потерь осевой нагрузки при бурении горизонтальных скважин: дис. ...док.техн.наук /А.С. Галеев – Уфа, 2000. – 218с.
28. Граф, Л.Э. Гидроударные машины и инструмент / Л.Э. Граф, Д.И. Коган. – М.: Недра, 1972. – 208 с.
29. Григулецкий, В.Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 302с.
30. Григулецкий, В.Г. К исследованию упругой устойчивости нижней части бурильных труб (динамические задачи) / В.Г. Григулецкий // Изв. ВУЗов. Сер. «Нефть и газ». – 1981. – №12. – С.17-22.
31. Даутов, М.Н. Размышления о ценности российских долот / М.Н. Даутов // Бурение и нефть. – 2011. –№6. – С.24-26.
32. Долгопольский, А.Л. Использование наведенной вибрации при вертикальной и наклонно-направленном бурении для повышения механической скорости проходки и борьбы с подклиниванием – проскальзыванием КНБК / А.Л. Долгопольский // Инженерная практика. – 2014. –№7-9. – С.6-12.
33. Жентичка, М.В. Применение PDC долот Smith Bits (Schlumberger) при бурении скважин на Ванкорском месторождении / М.В. Жентичка // Инженерная практика. – 2012. –№ 10. – С. 56-58.
34. Зайцев, В.И. Применение долот PDC на месторождениях Восточной и Западной Сибири / В.И. Зайцев, А.В. Карпиков, В.Г. Осипов //Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиск и разведка рудных месторождений. – 2014. -№4. – С.62-69.
35. Зайцев, В.И. Эффективность использования долот PDC / В.И. Зайцев, А.В. Карпиков, В.В. Че // Карпиков А.В., // Известия Сибирского отделения секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиск и разведка рудных месторождений. – 2014. -№5. – С.58-66.

36. Зотов, Б.П. Исследование стойкости долот при бурении нефтяных скважин в Западной Сибири / Б.П. Зотов, В.К. Кордиалик // Бурение. РНТС. – 1973. – №2. – С.9-19.
37. Зотов, А.Н. Один из путей увеличения предупредной скорости боя бурового гидроударника / Б.П. Зотов // Тез. докладов Международной конференции «Механика горных пород при бурении». – Грозный. - 1991. – С. 56-61.
38. Идельчик, И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – М.: Машиностроение, 1975. – 559с.
39. Ишмуратов, И.Р. Корректор подачи-демпфер производства ООО НПП «БУРИНТЕХ» / И.Р. Ишмуратов, Д.С. Гиниятов // Бурение и нефть. – №12. – 2014. – С.20-23.
40. Ишбаев, Г.Г. Современные элементы КНБК от компании «БУРИНТЕХ» / Г.Г. Ишбаев, С.Ю. Вагапов // Бурение и нефть. – №7. – 2012. – С.7-11.
41. Каптелинина, Е.А. Методические указания по расчету экономической части выпускной квалификационной работы для бакалавров направления 131000 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» всех форм обучения / Е.А. Каптелинина, О.В. Каптелинин. Альметьевск: – Альметьевский государственный нефтяной институт, 2012. – 88с.
42. Керимов, З.Г. Динамические расчеты буровой колонны / З.Г. Керимов. – М.: Недра, 1970. – 160с.
43. Корлес, А. Гидравлические усилители нагрузки повышают эффективность бурения / А. Корлес, Т. Джайлс, В. Сисахей. // Нефтегазовые технологии. – 2002. – №1. – С.50-54.
44. Куильер, Бруно VAREL: PDC долота для направленного бурения / Куильер, Бруно // Бурение и нефть. – 2007. – №6. – С.15-19.
45. Кулябин, Г.А. Технология углубления скважин с учетом динамики процессов: учебное пособие / Г.А. Кулябин, А.Г. Кулябин, А.Ф. Семенов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 206с.

46. Любимова, С.В. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками путем снижения прихватоопасности: автореф. дис.... канд. техн. наук / С.В. Любимова. – Уфа, 2012. – 23с.
47. Лягов, А.В. Динамические компоновки для бурения забойными двигателями: автореф. дис.... док. техн. наук / А.В. Лягов. – Уфа, 2005. – 47с.
48. Мавлютов, М.Р. Разрушение горных пород при бурении скважин / М.Р. Мавлютов. – М.: Недра, 1978. – 215с.
49. Морстэд, К. Успех бурения супер-PDC долотами компании Varel / К. Морстэд, Ю.А. Палашенко, М. Риз // Бурение и нефть. – 2007. – №9. – С.38-39.
50. Нескромных В.В. Методика анализа ситуаций на забое скважины по углубке за один оборот алмазного породоразрушающего инструмента / В.В. Нескромных, П.С. Пушмин // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, поиск и разведка рудных месторождений. – 2012. – №1. – С.96-103.
51. Павлова, Н.Н. Разрушение горных пород при динамическом нагружении / Н.Н. Павлова, Л.А. Шрейнер. – М.: Недра, 1964. – 158с.
52. Паневник, А.В. Разработка и исследование устройства для динамического воздействия на забой скважины с целью повышения эффективности бурения: автореф. дис.... канд. техн. наук / А.В. Паневник. – М., 1994. – 21с.
53. Патент № 2258791 Российская Федерация, МПК E21B 7/24 (2000.01). Устройство для вибрационного бурения скважин : № 2004106357/03: заявл. 03.03.2004 : опубл. 20.08.2005 / Габдрахимов М.С., Хузина Л.Б., Габдрахимов Н.М. ; заявитель М.С. Габдрахимов, Л.Б. Хузина, Н.М. Габдрахимов. – 3 с. : ил. – Текст : непосредственный.
54. Патент № 2262577 Российская Федерация, МПК E21B 4/10 (2000.01). Вибробур : № 2004115160/03 : заявл. 19.05.2004 : опубл. 20.10.2005 / Габдрахимов

М.С., Хузина Л.Б., Габдрахимов Н.М. ; заявитель М.С. Габдрахимов, Л.Б. Хузина, Н.М. Габдрахимов. – 3 с. : ил. – Текст : непосредственный.

55. Патент № 2256058 Российская Федерация, МПК E21B 10/18 (2000.01). Вибродолото : № 2004107964/03: заявл. 18.03.2004 : опубл. 10.07.2005 / Габдрахимов М.С., Хузина Л.Б. ; заявитель М.С. Габдрахимов, Л.Б. Хузина. – 2 с. : ил. – Текст : непосредственный.

56. Патент № 2241816 Российская Федерация, МПК E21B 7/24 (2000.01). Скважинный вибратор : № 2003104929/03: заявл.18.02.2003 : опубл. 27.08.2004 / Габдрахимов Н.М., Хузина Л.Б., Габдрахимов М.С., Габдрахимова Л.М. ; заявитель Н.М. Габдрахимов, Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов, Л.М. Габдрахимова. – 2 с. : ил. – Текст : непосредственный.

57. Патент № 2237791 Российская Федерация, МПК E21B 7/24 (2000.01). Вибрационное устройство для бурения скважин : № 2003114762/03 : заявл. 19.05.2003 : опубл.10.10.2004 / Панфилов Г.А., Панфилова Н.Г., Кротов О.И., Апасев П.А. ; заявитель Тюменский государственный нефтегазовый университет. – 2 с. : ил. – Текст : непосредственный.

58. Патент № 126748 Российская Федерация, МПК E21B 7/08 (2006.01). Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото : № 2012146106/03: заявл. 29.10.2012 : опубл.10.04.2013/ Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А. ; заявитель Альметьевский государственный нефтяной институт. – 4 с. : ил. – Текст : непосредственный.

59. Патент № 96160 Российская Федерация, МПК E21B 7/00 (2006.01). Скважинный осциллятор : № 2008139867/22: заявл. 07.10.2008 : опубл. 20.07.2010 / Хузина Л.Б., Набиуллин Р.Б., Любимова С.В. ; заявитель Альметьевский государственный нефтяной институт. – 3 с. : ил. – Текст : непосредственный.

60. Патент № 131792 МПК E21B 7/00 (2006.01), E21B 28/00 (2006.01), E21B 21/10 (2006.01). Осциллятор-турбулизатор : № 2013114506/03 : заявл. 01.04.2013 :

опубл. 27.08.2013 / Хузина Л.Б., Фахрутдинов Ш.Х., Хузин Б.А., Еромасов А.В. ; заявитель Альметьевский государственный нефтяной институт. – 4 с. : ил. – Текст : непосредственный.

61. Потапов, Ю.Ф. Разрушение горных пород трехшарошечными долотами малого диаметра / Ю.Ф. Потапов, В.В. Симонов. – М.: Гостоптехиздат, 1961 – 87с.

62. Сираев, Р.У. Анализ эффективности применения долот PDC на нефтепоисковых скважинах в пределах Непского свода Сибири / Р.У. Сираев, Р.Х. Акчурин, В.В. Че, А.Г. Вахромеев // Проблемы освоения минеральной базы Восточной Сибири: сб. науч. тр. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2013. – С.72-77.

63. Симонов, В.В. Влияние колебательных процессов на работу бурильного инструмента / В.В. Симонов, Е.К. Юнин. – М.: Недра, 1977. – 217 с.

64. Симонянц, Л.Е. Разрушение горных пород и рациональная характеристика двигателей для бурения / Л.Е. Симонянц. – М.: Наука, 1965. – 228с.

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

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

67. Соловьев, Н.В. Основы конструирования алмазного породоразрушающего инструмента / Н.В. Соловьев, В.Ф. Чихоткин, В.И. Власюк, Р.А. Ганджумян, Е.Д. Хромин. – Учеб.-метод. пособ. М.: МГГА, 2000. – 256с.

68. Соловьев, Н.В. Механизм разрушения горной породы и определение составляющих сил ее резания буровым инструментом, оснащенным алмазно-твердосплавными / Н.В. Соловьев, А.М. Исонкин, Р.К. Богданов и др. // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С.33-36.

69. Спивак, А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин / А.И. Спивак, А.Н. Попов. – М.: Недра, 1979. – 239с.

70. Спивак, А.И. Механика горных пород / А.И Спивак. – М.: Недра, 1967. – 192 с.
71. Султанов, Б.С. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин / Б.С.Султанов, М.С. Габдрахимов, Р.Р. Сафиуллин, А.С. Галеев. – М.: Недра, 1997. – 165с.
72. Фабрикант, Н.Я. Аэродинамика. / Н.Я. Фабрикант. – Гос. изд-во технико-теор. литературы. Москва-Ленинград, 1949. – 624 с.
73. Филимонов, Н.М. О динамическом взаимодействии зубца шарошечного долота с породой / Н.М. Филимонов, А.И. Спивак, А.И. Попов // Изв. ВУЗов. Сер.Нефть и газ. – 1963. – №1. – С.35-41.
74. Хузина, Л.Б. Технологическое решение для повышения эффективности работ долот PDC / Л.Б.Хузина, А.Ф.Шайхутдинова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016.– №4. – С.84-87.
75. Хузина, Л.Б. Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» // Л.Б. Хузина, А.Ф.Шайхутдинова, Б.А Хузин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №11.– С.15-19.
76. Хузина, Л.Б. Динамика работы маятника синхронизатора наддолотного вибратора при параметрических поперечных колебаниях низа бурильного инструмента / Л.Б. Хузина //Научные исследования и практика совершенствования эксплуатации нефтяных месторождений республики Башкортостан: Сб.тез. докл. 6 Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Геопроект, 2005. – С.139-141.
77. Хузина, Л.Б. Результаты исследования влияния параметров вибрации на механическую скорость бурения / Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов// Проектирование и эксплуатация нефтегазового оборудования: Проблемы и решения: Материалы всероссийской науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С.182-186.
78. Хузина, Л.Б. Изучение динамики работы вибраторов на лабораторном стенде / Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов // Современные проблемы преподавания в

техническом высшем учебном заведении: Материалы межвуз. науч.-метод. конф. – Октябрьский: ОФ УГНТУ, 2004. – С.215-216.

79. Хузина, Л.Б. Устройство для создания динамической нагрузки на долото при роторном способе бурения / Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов, Н.М. Габдрахимов // Новоселовские чтения: Материалы II Международной науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. – С. 88-92.

80. Хузина, Л.Б. Оптимальные частоты для вибрационного бурения / Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2006. – №3. – С.347-350.

81. Хузина, Л.Б. Исследование энергетических параметров гидравлических вибраторов для бурения горизонтальных скважин: дис....канд. техн. наук/ Л.Б. Хузина. – Уфа, 1999. – 142с.

82. Хузина, Л.Б. Механизм для создания необходимой динамической нагрузки на долото при бурении горизонтальных скважин / Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов // Материалы научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового дела». – Уфа: УГНТУ, 2006. – С.200-205.

83. Хузина, Л.Б. Расчет нагрузки на забой для горизонтальных скважин / Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов, Р.И. Сулейманов // Материалы научно-технической конференции «Проблемы нефтегазового дела». – Уфа: УГНТУ, 2006. – С.205-208.

84. Хузина, Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей: автореф. дис... д-ра. тех. наук/ Л.Б. Хузина. – Уфа, 2006. – 42с.

85. Хузина, Л.Б. Конструкция низа бурильной колонны при разработке залежей высоковязких нефтей /Л.Б. Хузина, Л.В. Петрова, А.Ф. Шайхутдинова, А.А. Мухутдинова // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". – 2012. – №5. – С. 55-61.

86. Хузина, Л.Б. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора / Л.Б. Хузина, А.Ф. Шайхутдинова, Ш.Х. Фахрутдинов // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2014. – С.186-190.
87. Хузина, Л.Б. Исследования осциллятора-турбулизатора в лабораторных условиях / Л.Б. Хузина, Ш.Х. Фахрутдинов, А.Ф. Шайхутдинова // Ежемесячный аналитический «Нефть и капитал». – 2015. – №4. – С.66-67.
88. Хузина, Л.Б. О результатах экспериментальных и теоретических исследований компоновки со скважинным осциллятором / Л.Б. Хузина, А.Ф. Шайхутдинова // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том XV. Альметьевск: АГНИ, 2016. – С.14-19.
89. Хузина, Л.Б. Особенности предупреждения прихватаопасности при бурении скважин с горизонтальными окончаниями / Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, А.Ф. Шайхутдинова // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Газовая промышленность». – 2013. – С.49-51.
90. Хузина, Л.Б. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Л.Б. Хузина, А.Ф. Шайхутдинова, Р.Х. Фаткуллин и др. // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №12. – С.18-22.
91. Хузина, Л.Б. Техника для снижения сил трения при бурении горизонтальных участков/ Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, А.Ф. Шайхутдинова// Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 9. – С. 38-42.
92. Хузина, Л.Б. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны / Л.Б. Хузина, А.Ф. Шайхутдинова// Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 2. – С. 52-56.
93. Хузина, Л.Б. Технические и технологические средства для регулирования силы трения при бурении нефтяных и газовых скважин / Л.Б. Хузина, А.Ф. Шайхутдинова, С.И. Голубь, Р.И. Фазлыева // Сб. материалов

Международной научно-технической конференции «Геологоразведочное и нефтегазовое дело в XX веке: технологии, наука, образование, посвященной 50-летию кафедры «Технология и техника бурения скважин» по проблемам эффективной и безопасной разработки месторождений полезных ископаемых, научному сопровождению инновационной деятельности компаний, подготовке кадров для геологоразведочной и нефтегазовой отраслей. – Алматы: КазННТУ им. К.И. Сатпаева, 2016. – С.225-231.

94. Хузина, Л.Б. Уменьшение ухабообразности забоя скважины наддолотным вибратором / Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2006. – Вып.9. – С.36-37.

95. Хузина, Л.Б. Методы создания дополнительной динамической нагрузки на долото / Л.Б. Хузина, С.В. Любимова, А.Ф. Шайхутдинова // Нефть. Газ. Новации. - 2018. - №10. - С. 54-55.

96. Чулкова, В.В. Разработка методических и технологических решений по выбору долот PDC с усиленным антивибрационным вооружением: дис. ...канд.техн.наук/ В.В. Чулкова. – Москва, 2017. – 129с.

97. Чулкова, В.В. Метод выбора долот PDC для перемежающихся по твердости горных пород / В.В. Чулкова // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – №2. – С.17-19.

98. Чулкова, В.В. Критерий выбора долота PDC с антивибрационными вставками / В.В. Чулкова, Р.А. Ганджумян // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – №1. – С.45-48.

99. Чулкова, В.В. Опыт применения долот PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород Урало-Поволжского региона / В.В. Чулкова // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2012. – № 2. – С.12-13.

100. Чулкова, В.В. Ресурсосберегающая технология бурения скважин долотами PDC в условиях перемежающихся по твердости горных пород / В.В. Чулкова // Бурение и нефть. – 2012. – №5. – С.48-49.

101. Че, В.В. Эффективность применения долот PDC на нефтяных месторождениях Западной и Восточной Сибири / В.В. Че, В.Г. Заливин // Проблемы освоения минеральной базы Восточной Сибири: сб. науч. тр. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012. – С.137-144.

102. Шайхутдинова, А.Ф. Компоновки с долотами PDC для бурения наклонно-направленных скважин / А.Ф.Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Современные технологии в нефтегазовом деле: Сб. трудов международной научно-технической конференции, в 2 т. Т. 1. – Уфа: Аркаим, 2014. – С.279-282.

103. Шайхутдинова, А.Ф. Повышение стойкости долот PDC применением осциллятора PDC / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина// Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: АГНИ. – 2016. – Т.1. – С.306-309.

104. Шайхутдинова, А.Ф. Способ повышения динамической нагрузки на долото PDC / А.Ф. Шайхутдинова // Сборник докладов научно-технической конференции, посвященной 60-летию ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» – Набережные Челны: «Экспозиция Нефть Газ» институт. – 2016. – С.304-305.

105. Шайхутдинова, А.Ф. Особенности компоновки низа бурильной колонны при бурении залежей сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина// Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин: Сб. докладов Всероссийской научно-технической конференции с Международным участием, посвященной 60-летию кафедры бурения скважин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – С.366-370.

106. Шайхутдинова, А.Ф. Повышение эффективности бурения наклонно-направленных скважин за счет применения новой компоновки низа бурильной колонны / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Материалы научной сессии ученых. Альметьевск: АГНИ, 2012. – 392. – С.100-102.

107. Шайхутдинова, А.Ф. КНБК с усилителем нагрузки на долото / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Труды IX Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». – Туапсе, Россия. – 2012. – С.44-48.

108. Шайхутдинова, А.Ф. Применение новых элементов в КНБК при бурении наклонно-направленных скважин / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Материалы региональной научно-практической конференции «Научная сессия ученых АГНИ». – Альметьевск: АГНИ, 2013. – С.69-72.

109. Шайхутдинова, А.Ф. Элементный ландшафт КНБК с динамической составляющей осевой нагрузки на долото / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Ашировские чтения: Сб.трудов XI Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2014. – С.76-84.

110. Шайхутдинова, А.Ф. Результаты применения элементов компоновки низа бурильной колонны с динамической составляющей осевой нагрузки на долото / А.Ф. Шайхутдинова // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: Сб. докладов VI Всероссийской конференции. – Пермь: Изд-во Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С.191-194.

111. Шайхутдинова, А.Ф. Результаты промысловых испытаний компоновки низа бурильной колонны с долотами PDC / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Материалы всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015. – С.79-83.

112. Шайхутдинова, А.Ф. Инновационное решение в области компоновок низа бурильных колонн / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Материалы Международной научно-практической конференции «Бурение в осложненных условиях». – СПб. «ЛЕМА». 2016. – С.103-105.

113. Шайхутдинова, А.Ф. К вопросу исследования силы трения в наклонной скважине / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина // Ученые записки Альметьевского

государственного нефтяного института. Том XVI. –Альметьевск: АГНИ, 2017. – С. 89-95.

114. Шайхутдинова А.Ф. Аналитические исследования работы элемента динамической компоновки низа бурильной колонны / А.Ф. Шайхутдинова, Л.Б. Хузина, А.Х. Габзалилова // Электронный журнал "Нефтяная провинция". – 2018. - №3. – С. 55-61.

115. Шарипов, А.Н. Оптимизация конструкций долот PDC, направленная на снижение времени бурения секции под эксплуатационную колонну / А.Н. Шарипов, Д.Г. Храмов, Е.А Ковалевский // Бурение и нефть. – 2013. – №6. – С. 42-46.

116. Шарипов, А.Н. Долота для бурения твердых пород / А.Н. Шарипов, Р.Р. Мингазов // Бурение и нефть. – 2012. –№12. – С.27-30.

117. Шлык, Ю.К. Согласование динамических характеристик элементов системы турбобур-долото-забой с целью улучшения показателей бурения: дис. ... канд.техн.наук / Ю.К. Шлык. – Уфа, 1983. – 197с.

118. Шмарев, А.Г. Развитие буровых работ в Башкирии и Татарии/А.Г. Шмарев. – М.: Недра, 1966. – 201с.

119. Шрейнер, Л.А. Физические основы механики горных пород. /Л.А. Шрейнер. – М.: Гостоптехиздат, 1950. – 212с.

120. Эпштейн, Е.Ф. Бурение скважин гидроударниками / Е.Ф. Эпштейн, В.Г. Ясов. – М.: Недра, 1967. – 167с.

121. Юнин, Н.К. Низкочастотные колебания бурильного инструмента/ Н.К. Юнин. – М.: Недра, 1983. – 136 с.

122. Яшков, В.А. Опыт применения осциллятора с целью повышения эффективности процесса бурения скважин в АО «Самаранефтегаз» / В.А. Яшков, О.А. Чуркин и др.// Инженерная практика. – 2016. –№4. – С. 14-18.

123. Янтурин, Р.А. Увеличение длины горизонтального участка ствола скважины при бурении с использованием скважинных вибраторов / Р.А. Янтурин,

Л.Б. Хузина // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ. – 2006. – Вып.10. – С.10-12.

124. Янтурин, А.Ш. О механизме управления динамикой бурильного инструмента с помощью гидромеханических ударников / А.Ш. Янтурин, Л.Б. Хузина, М.С. Габдрахимов // Научные исследования и практика совершенствования эксплуатации нефтяных месторождений Республики Башкортостан: Сб.тез. докл. 6 Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Геопроект, 2005. – С. 120-122.

125. Halliburton. Каталог продукции. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://dropdoc.ru/doc/358101/sharoshechnye-dolota>.

126. Буринтех. Каталог продукции. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://burintekh.ru/products/pdc/>.

127. Рынок буровых долот вчера, сегодня и завтра. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://liting.uz/upload/survey/obzor42.pdf>.

128. Новое поколение долот PDC компании Varel International. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://naukarus.com/novoe-pokolenie-dolot-pdc-kompanii-varel-international>.

129. Осцилляторы NOV. Краткий обзор компании.

130. Отчеты о проведении опытно-промысловых испытаний системы «Осциллятор» компании NOV.

131. Стандарт IADC. Система оценки износа отработанных долот с фиксированными резцами компании Reed-Hycalog.

132. Bellin, F. The current state of PDC bit technology // World Oil. – №9. –2010. – С.41-42.

133. Khuzina, L.B. Studies of equipment stability for drill string in oil fields development/Исследование устойчивости элемента оборудования бурильных колонн при разработке нефтяных месторождений / L.B. Khuzina, A.F. Shaykhutdinova, A.Kh Gabzalilova // 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.

134. Khuzina, L.B. On the choice of the oscillators' installation site/ К вопросу о выборе места установки осцилляторов / L.B. Khuzina, V.S. Mukhametshin., K.T. Tyncherov, A.F. Shaikhutdinova // IJCET-IAEME - International Journal of Civil Engineering and Technology (ISSN09766308-Scopus), 722307]. India. 2018, – pp.1952 - 1959.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Акт о результатах проведения опытно-промысловых испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Шереметьевском месторождении Республики Татарстан

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер Нурлатского

ПБР ООО «Бурение»

З.Х. Мустафин



_____ 2014 г.

АКТ

о результатах опытно-промысловых испытаний компоновки низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC

Комиссия в составе начальника ОТСС ПНБР Мартынова С.А., зам. начальника цеха бурения Рахматуллина Р.Р., бурового мастера Хаматова Г.И., д.т.н., профессора Хузиной Л.Б., аспиранта Шайхутдиновой А.Ф. составили настоящий акт по результатам опытного бурения с применением компоновки низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC.

1. ПРЕДМЕТ ИСПЫТАНИЯ

Компоновка низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото разработки АГНИ, имеющей официально зарегистрированный патент РФ на полезную модель №126748 U1 RU, E21B7/08 «Компоновка низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото», которая включает в себя долото PDC, наддолотный скважинный осциллятор-турбулизатор, винтовой забойный двигатель, телесистему, буровые трубы.

2. ЦЕЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Оценка влияния компоновки низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото на механическую скорость бурения и проходку.

3. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Опытное бурение проводилось при бурении скважины №6053 Шереметьевского месторождения. Проектная глубина скважины 1220 метров, проектный горизонт - турнейский. Геологический разрез сложен

преимущественно из средних, твердых пород. Бурение скважины велось буровой установкой БУ – 2000/125 ЭБМ. Для подачи промывочной жидкости применяли буровые насосы БРН-1. Нагрузка на долото составила 9-10 тонн, давление на стояке – 9-10 МПа, промывочная жидкость – техническая вода, буровой раствор плотностью 1170 кг/м³, расход промывочной жидкости – 30-32 л/с. Бурение проводилось винтовым забойным двигателем ДР-172 с частотой вращения 195 об/мин.

КНБК: долото PDC 215,9 9БП7716СЛА-013(0/200) + осциллятор + ДР-172+ центратор 212 + 72мУБТ(178)+18мЛБТ+бурильный инструмент.

Опытное бурение проводилось в интервале 305-800 м.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ

В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото пробурено 495 метров горных пород. В среднем механическая скорость бурения составила 30,8 м/ч.

Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC были выбраны соседние скважины, пробуренные на том же Шереметьевском месторождении в равноценных геолого-технических и технологических условиях, №№6041, 6031, 6044. Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1- Сравнительная таблица опытного бурения с компоновкой низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото

Опытное бурение	
Скв. 6053	
1. Проходка на долото, метров	495
2. Механическая скорость бурения, м/ч	30,8
Оценочные скважины	
Скв.6041	
1. Проходка на долото, метров	236
2. Механическая скорость бурения, м/ч	21,6
Скв.6031	
1. Проходка на долото, метров	322
2. Механическая скорость бурения, м/ч	21
Скв.6044	
1. Проходка на долото, метров	217
2. Механическая скорость бурения, м/ч	24

Средняя механическая скорость по оценочным скважинам составила $V_{cp} = 22 \text{ м/ч}$.

Средняя проходка по оценочным скважинам составила $h_{cp} = 258$ метров.

5. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. При бурении скважины №6053 с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото, разработки АГНИ, в интервале 305-800 метров получено превышение механической скорости на 40%.

2. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото показала хорошую надежность и работоспособность. После проведения промысловых испытаний все элементы осциллятора-турбулизатора были в рабочем состоянии, износ долота незначительный.

Мартынов С.А. _____

Рахматуллин Р.Р. _____

Хаматов Г.И. _____

Хузина Л.Б. _____

Шайхутдинова А.Ф. _____

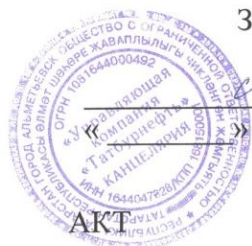
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акт о результатах проведения опытно-промышленных испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Аканском месторождении Республики Татарстан

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер Нурлатского
ПБР ООО «Бурение»

З.Х. Мустафин



_____ 2015 г.

о результатах опытно-промышленных испытаний компоновки низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC

Комиссия в составе начальника ОТСС ПНБР Мартынова С.А., зам. начальника цеха бурения Рахматуллина Р.Р., бурового мастера Гадиева А.А., д.т.н., профессора Хузиной Л.Б., аспиранта Шайхутдиновой А.Ф. составили настоящий акт по результатам опытного бурения с применением компоновки низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC.

1. ПРЕДМЕТ ИСПЫТАНИЯ

Компоновка низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото разработки АГНИ, имеющей официально зарегистрированный патент РФ на полезную модель №126748 U1 RU, E21B7/08 «Компоновка низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото», которая включает в себя долото PDC, наддолотный скважинный осциллятор-турбулизатор, винтовой забойный двигатель, телесистему, буровые трубы.

2. ЦЕЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Оценка влияния компоновки низа буровой колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото на механическую скорость бурения и проходку.

3. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Опытное бурение проводилось при бурении скважины №2092 Аканского месторождения. Проектная глубина скважины 1235 метров,

проектный горизонт - турнейский. Геологический разрез сложен преимущественно из пород средней твердости. Бурение скважины велось буровой установкой БУ – 75БРЭ. Для подачи промывочной жидкости применяли буровые насосы БРН-1. Нагрузка на долото составила 11 тонн, давление на стояке – 11 МПа, промывочная жидкость – техническая вода, буровой раствор плотностью 1200 кг/м³, расход промывочной жидкости – 30 л/с. Бурение проводилось двигателем зарубежного производства LZ178№58(0/150).

КНБК: PDC215.9БТ4416SАН№0101014(0/200)+осциллятор + двигатель LZ178№58(0/150) + л/ц212 + 100м УБТ(178)+бурильный инструмент(127).

Опытное бурение проводилось в интервале 53-490м.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ

В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото пробурено 437 метров горных пород. В среднем механическая скорость бурения составила 21,9 м/ч.

Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC были выбраны соседние скважины, пробуренные на том же Аканском месторождении в равноценных геолого-технических и технологических условиях, №№2090, 2091, 2093. Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1- Сравнительная таблица опытного бурения с компоновкой низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото

Опытное бурение	
Скв. 2092	
1. Проходка на долото, метров	437
2. Механическая скорость бурения, м/ч	21,9
Оценочные скважины	
Скв. 2090	
1. Проходка на долото, метров	440
2. Механическая скорость бурения, м/ч	13
Скв. 2091	
1. Проходка на долото, метров	435
2. Механическая скорость бурения, м/ч	19
Скв. 2093	
1. Проходка на долото, метров	446
2. Механическая скорость бурения, м/ч	14

Средняя механическая скорость по оценочным скважинам составила V_{cp}
= 15,3м/ч.

Средняя проходка по оценочным скважинам составила h_{cp} = 440 метров.

5. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. При бурении скважины №2092 с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото, разработки АГНИ, в интервале 53-490 метров получено превышение механической скорости на 43%.

2. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото показала хорошую надежность и работоспособность. После проведения промысловых испытаний все элементы осциллятора-турбулизатора были в рабочем состоянии, износ долота незначительный.

Мартынов С.А. _____

Рахматуллин Р.Р. _____

Гадиев А.А. _____

Хузина Л.Б. _____

Шайхутдинова А.Ф. _____

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт о результатах проведения опытно-промышленных испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Аканском месторождении Республики Татарстан

«УТВЕРЖДАЮ»

Главный инженер Нурлатского

ПБР ООО «Бурение»

З.Х. Мустафин



_____ 2015 г.

АКТ

о результатах опытно-промышленных испытаний компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC

Комиссия в составе начальника ОТСС ПНБР Мартынова С.А., зам. начальника цеха бурения Рахматуллина Р.Р., бурового мастера Никитина В.Н., д.т.н., профессора Хузиной Л.Б., аспиранта Шайхутдиновой А.Ф. составили настоящий акт по результатам опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC.

1. ПРЕДМЕТ ИСПЫТАНИЯ

Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото разработки АГНИ, имеющей официально зарегистрированный патент РФ на полезную модель №126748 U1 RU, E21B7/08 «Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото», которая включает в себя долото PDC, наддолотный скважинный осциллятор-турбулизатор, винтовой забойный двигатель, телесистему, бурильные трубы.

2. ЦЕЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Оценка влияния компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото на механическую скорость бурения и проходку.

3. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Опытное бурение проводилось при бурении скважины №2156 Аканского месторождения. Проектная глубина скважины 1240 метров, проектный горизонт - турнейский. Геологический разрез сложен преимущественно из пород средней твердости. Бурение скважины велось буровой установкой БУ – 75БРЭ. Для подачи промывочной жидкости применяли буровые насосы БРН-1. Нагрузка на долото составила 14 тонн, давление на стояке – 11,5 МПа, промывочная жидкость – техническая вода, буровой раствор плотностью 1160 кг/м³, расход промывочной жидкости – 30-35 л/с. Бурение проводилось двигателем зарубежного производства 7LZ178№51.

КНБК: долото (PDC) 215,9БТ44S6SАН№0101014 + осциллятор + 7LZ178№51+ л/ц212+49мУБТ(178) + бурильный инструмент(89).

Опытное бурение проводилось в интервале 51-470м.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ

В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото пробурено 419 метров горных пород. В среднем механическая скорость бурения составила 21,3м/ч.

Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC были выбраны соседние скважины, пробуренные на том же Аканском месторождении в равноценных геолого-технических и технологических условиях, №№ 2153, 2154, 2155.

Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1- Сравнительная таблица опытного бурения с компоновкой низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото

Опытное бурение	
Скв. 2156	
1. Проходка на долото, метров	419
2. Механическая скорость бурения, м/ч	21,3
Оценочные скважины	
Скв. 2153	
1. Проходка на долото, метров	420
2. Механическая скорость бурения, м/ч	13
Скв. 2154	
1. Проходка на долото, метров	421
2. Механическая скорость бурения, м/ч	20
Скв. 2155	
1. Проходка на долото, метров	423

2. Механическая скорость бурения, м/ч	14
---------------------------------------	----

Средняя механическая скорость по оценочным скважинам составила $V_{cp} = 15,6$ м/ч.

Средняя проходка по оценочным скважинам составила $h_{cp} = 421$ метр.

5. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. При бурении скважины №2156 с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото, разработки АГНИ, в интервале 51-470 метров получено превышение механической скорости на 36%.

2. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото показала хорошую надежность и работоспособность. После проведения промысловых испытаний все элементы осциллятора-турбулизатора были в рабочем состоянии, износ долота незначительный.

Мартынов С.А. _____

Рахматуллин Р.Р. _____

Никитин В.Н. _____

Хузина Л.Б. _____

Шайхутдинова А.Ф. _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Акт о результатах проведения опытно-промышленных испытаний компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC на Березовской площади Республики Татарстан

«СОГЛАСОВАНО»



Начальник отдела новой техники и технологий управления новых технологий в бурении ПАО «Татнефть»

_____ Р.Р. Бикбулатов

_____ 2016г

«УТВЕРЖДАЮ»



Заместитель начальника управления по строительству скважин ПАО «Татнефть»

_____ А. И. Поваляев

_____ 2016г

АКТ

о результатах опытно-промышленных испытаний компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC

Комиссия в составе:

Руководитель сектора ННБ и режимов бурения ПАО «Татнефть»
д.т.н., профессор АГНИ
Аспирант АГНИ

А.С. Питиримов
Л.Б. Хузина
А.Ф. Шайхутдинова

1. ПРЕДМЕТ ИСПЫТАНИЯ

Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото разработки АГНИ, имеющей официально зарегистрированный патент РФ на полезную модель №126748 U1 RU, E21B7/08 «Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото», которая включает в себя долото PDC, наддолотный скважинный осциллятор-турбулизатор, винтовой забойный двигатель, телесистему, бурильные трубы.

2. ЦЕЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Оценка влияния компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото, на механическую скорость бурения и проходку.

3. УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОГО БУРЕНИЯ

Опытное бурение проводилось при строительстве скважины №32957 Берёзовской площади НГДУ «Альметьевнефть». Проектная глубина скважины 1824 метра, проектный горизонт - пашийский. Геологический разрез представлен плотными известняками и доломитами. Средняя нагрузка на долото составила 10 тонн, давление на входе – 9-11,5 МПа, промывочная жидкость – техническая вода, расход промывочной жидкости – 35 л/с.

КНБК: Долото SKH-616D-C4D/215.9 + Спецэлемент.: Осциллятор /171,0/80,0/0,8 + Пер-к.: 140.0 /0,3 + Заб.дв.: ДШОТР-178К.6/7,1 + Спецэлемент.: КОБ /172,0/80,0/0,4 + Телесист.: АТЗ /12,9 + Пер-к.: 178.0 /0,4 + Пер-к.: 155.0 /0,5 + Св. ТБКПК/114,3/18,4 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. УБТ /165,0/94,8 + Пер-к.: 155.0 /0,4 + Св. ТБКПК /114,3/753,8 + Вед. труба /13,0.

Опытное бурение проводилось в интервале 266-1220 метров.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ

1. В результате испытания компоновки с усиленной динамической нагрузкой на долото пробурено 954 метра горных пород. В среднем механическая скорость бурения составила 16,3 м/ч.

2. Для оценки результатов опытного бурения с применением компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото PDC были выбраны соседние скважины, пробуренные на той же Берёзовской площади в равноценных геолого-технических и технологических условиях №№32959, 32956.

Сравнительные показатели опытного бурения и оценочных скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1- Сравнительная таблица опытного бурения с компоновкой низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото.

Опытное бурение	
Скв. 32957	
1. Интервал бурения	266-1220
2. Проходка, метров	954
3. Доп. СПО (по причине износа долота)	-
4. Средняя механическая скорость бурения (в интервале 266-1220м.), м/ч	16,3
Оценочные скважины	
Скв.32959	
1. Интервал бурения	286-1219
2. Проходка, метров	933
3. Доп. СПО (по причине износа долота)	1
4. Средняя механическая скорость бурения (в интервале 286-1219м.), м/ч	21
Скв.32956	
1. Интервал бурения	244-1242
2. Проходка, метров	998
3. Доп. СПО (по причине износа долота)	1
4. Средняя механическая скорость бурения (в интервале 244-1242м.), м/ч	13,8

Средняя проходка по оценочным скважинам составила = 965,5 метров.

5. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. В среднем механическая скорость на Берёзовской площади НГДУ «Альметьевнефть» при применении в КНБК осциллятора-турбулизатора составила 16,3 м/ч, проходка - 954 м.

2. При применении осциллятора удалось пробурить долотом PDC участок, который ранее на данном месторождении не удавалось разбурить долотом данного типа из-за сильного износа вооружения. Коды износа долот при применении осциллятора (в интервале 266-903м. код износа 4,3 RO/BT,C/G,X,I,CT,TD, в интервале 903-1220м. 2,1,BT,C/N,X,I,CT,TD).

3. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото показала хорошую надежность и работоспособность. После проведения промысловых испытаний все элементы осциллятора-турбулизатора находятся в рабочем состоянии.

Подписи:

Члены комиссии:

Руководитель сектора ННБ и
режимов бурения ПАО «Татнефть»



А.С. Питиримов

д.т.н. профессор АГНИ



Л.Б. Хузина

Аспирант АГНИ



А.Ф. Шайхутдинова