

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет»

На правах рукописи

Кадочников Вячеслав Григорьевич



РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ
НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ОТ ШЛАМА ПРИ РОТОРНОМ
БУРЕНИИ

Специальность 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Двойников М.В.

Санкт-Петербург – 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАСТОЙНЫХ ШЛАМОВЫХ ЗОН И СПОСОБОВ ИХ ОЧИСТКИ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ВРАЩАТЕЛЬНЫМ СПОСОБОМ.....	12
1.1 Анализ основных видов вращательного бурения наклонно направленных скважин.....	12
1.2 Анализ основных моделей и свойств промывочных жидкостей, обеспечивающих качественную очистку скважин	22
1.2.1 Обзор основных типов БР для бурения НН скважин	22
1.2.2 Анализ применения БР при проводке наклонно направленных скважин.....	27
1.3 Анализ методов контроля забойного давления в КП скважины	33
1.4 Анализ факторов, влияющих на вынос шлама из НН скважины.....	42
1.5 Анализ влияния вращения и эксцентричного положения БК в скважине на очистку НН скважин от шлама	54
1.5.1 Напряжения, действующие на БК при роторном бурении	56
1.5.2 Потеря устойчивости БК	59
1.5.3 Анализ результатов исследований феномена баклинга	63
1.6 Анализ технических средств, повышающих качество очистки скважины от шлама	64
1.7 Анализ существующих лабораторных установок для определения качества очистки скважины и выносной способности бурового раствора в зависимости от его реологических и технологических свойств, зенитного угла скважины и основных параметров бурения: осевой нагрузки на долото, частоты вращения БК и расхода БР.....	71
1.8 Выводы по Главе 1	76

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ	79
2.1 Методика проведения вычислительного эксперимента (моделирования) влияния продольной потери устойчивости БК на очистку НН скважины от шлама в ПО « <i>Landmark</i> » (<i>Halliburton</i>)	79
2.2 Разработка экспериментального стенда и методики проведения натуральных исследований влияния параметров бурения и изгиба БК на очистку НН скважин от шлама	83
2.2.1 Экспериментальный стенд	83
2.2.2 Методика проведения исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на вынос шлама в НН скважине	86
2.3 Характеристика применяемых материалов и оборудования	89
2.3.1 Основное оборудование и материалы	89
2.3.2 Измерительные приборы экспериментального стенда	94
2.3.3 Буровой раствор и оборудование для измерения его параметров	95
2.4 Методы анализа результатов исследований	98
2.4.1 Планирование эксперимента по исследованию влияния продольного изгиба БК и параметров бурения на очистку НН скважин	98
2.4.2 Обработка результатов экспериментальных исследований влияния параметров бурения и продольного изгиба БК на очистку НН скважин	100
2.4 Выводы по Главе 2	102
ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ И ИЗГИБА БК НА КАЧЕСТВО ОЧИСТКИ НН СКВАЖИН ОТ ШЛАМА	103
3.1 Результаты моделирования и анализа влияния продольной потери устойчивости БК на очистку НН скважины от шлама в ПО « <i>Landmark</i> »	103
3.2 Обобщенные результаты натуральных экспериментальных исследований	105
3.3 Результаты исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на очистку НН скважин от шлама с использованием БР № 1 (ньютоновская жидкость)	110

3.4 Результаты исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на очистку НН скважин от шлама с использованием БР № 2 (псевдопластичная жидкость).....	115
3.5 Результаты исследований влияния технологических и реологических свойств БР на очистку НН скважин от шлама.....	120
3.6 Верификация результатов экспериментальных исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на очистку НН скважин	122
3.6.1 Статистическая обработка результатов серии экспериментов № 1 (ньютоновская жидкость).....	122
3.6.2 Статистическая обработка результатов серии экспериментов № 2 (псевдопластичная жидкость)	129
3.7 Эмпирические модели.....	135
3.8 Выводы по Главе 3	138
ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ НН СКВАЖИН УПРАВЛЯЕМЫМ ИЗГИБОМ БК.....	140
4.1 Разработка системы мониторинга НДС скважинного инструмента, обеспечивающей гидромеханическую очистку НН скважин от шлама управляемым продольным изгибом БК	140
4.2 Разработка способа контроля осевой нагрузки на долото при роторном бурении НН скважин с включением в КНБК ВЗД или моторизованных РУС.....	144
4.3 Разработка алгоритма оперативного контроля и управления параметрами бурения при реализации технологии гидромеханической очистки НН скважин от шлама	147
4.4 Выводы по Главе 4	150
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	151
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	152
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение.....	169
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акт внедрения	171
ПРИЛОЖЕНИЕ В Эмпирическая модель №1	173
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Эмпирическая модель №2.....	182

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Ежегодно доля наклонно направленного (НН) бурения во всем мире возрастает и составляет на сегодняшний день более 85% всего объема строительства нефтегазовых скважин. Это обусловлено освоением труднодоступных и глубоко залегающих коллекторов, доступ к которым возможен лишь через протяженные скважины сложных траекторий, имеющих большое количество участков изменения зенитного и азимутального углов. При проводке таких скважин повышается вероятность возникновения осложнений и аварий, которые в большинстве случаев связаны с некачественной очисткой от выбуренной горной породы (шлама).

Анализ результатов роторного бурения НН скважин показал, что проводка сложно построенных проектных профилей (отходы от вертикали более 3000 м) в местах зенитного угла от 50 до 75 градусов в 25 - 30 % случаев осложняется скоплением шлама на нижней стенке скважины, образованием уступов и желобов, обуславливающих образование «шламовых подушек». Формирование ствола НН скважины в условиях неустойчивых горных пород может сопровождаться осыпями и обвалами последних.

Увеличение количества шлама приводит в последствие к затяжкам и посадкам бурильного инструмента, а также неконтролируемости его напряженно-деформированного состояния (НДС). Недостаточный контроль НДС бурильного инструмента и параметров бурения, с учётом гидродинамики промывки скважины и свойств бурового раствора (БР), приводит к недохождению осевой нагрузки на долото до забоя, а также к отворотам и изломам элементов компоновки бурильной колонны (БК). Проблема шламонакопления также является причиной увеличения эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) в кольцевом пространстве (КП) скважины, что негативно сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах продуктивного пласта.

Применение в составе БК технических средств (турбулизаторов, циркуляционных переводников и др.), повышающих эффективность очистки

скважины, не позволяет получить нужного эффекта, ввиду сложности траектории и невозможности применения большого количества устройств.

Увеличение частоты вращения БК и скорости течения БР, а также повышение его вязкости (периодическое использование вязких пачек) не всегда обеспечивают повышение качества очистки от шлама, образовавшегося в результате осыпей, обвалов стенок и высоких скоростей бурения скважины.

Разработка технологии гидромеханической очистки НН скважин искусственным введением БК в продольную потерю устойчивости и образованием требуемого количества контролируемых полуволин с учетом их длины, а также свойств БР, гидродинамики промывки и зенитного угла позволит обеспечить качественную очистку от шлама при роторном бурении.

Степень разработанности темы исследования

Научный вклад в решение задач, связанных с очисткой скважин от выбуренной породы внесли множество как отечественных, так и зарубежных ученых.

Весомый вклад в исследования очистки скважин в разное время внесли Ангелопуло О.К., Булатов А.И., Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Леонов Е.Г., Лихущин А.М., Рябченко В.И., Рязанов Я.А., Соловьев Н.В., Уляшева Н.М., Хузина Л.Б., Шарафутдинов З.З., Amanna B., Bridges S., Darly G.S.G., Gray J.R., Katende A., Makovey N., Ytrehus D. и др.

Исследования устойчивости и НДС БК связаны с именами Барский И.Л., Беляева В.М., Быкова И.Ю., Гуляева В.И., Заикина С.Ф., Кирсанова А.И., Лукьянова В.Т., Сарояна А.Е., Юнина Е.К., Dawson R., Lubinski A., Miska S., Mitchell R., Paslay P., Wang P., Gao D. и другие.

Предшествующие исследования теории качественной очистки НН скважин от выбуренной породы не рассматривают возможность искусственного введения БК в продольный изгиб и мониторинг её поведения в зонах скопления шлама. С учетом действующих норм и правил осуществления процесса бурения потеря устойчивости БК является недопустимой. Однако имеющиеся современные автоматизированные системы мониторинга наземных и скважинных технических

средств и технологий проводки позволяют применить результаты диссертации как начало нового нестандартного подхода в реализации эффективного бурения сложно построенных профилей наклонно направленных скважин.

Объект исследования – очистка наклонно направленных скважин от шлама при роторном бурении.

Предмет исследования – влияние режимных параметров бурения и контролируемого продольного изгиба бурильной колонны на очистку наклонно направленных скважин от шлама.

Цель работы – повышение эффективности роторного бурения за счет гидромеханической очистки наклонно направленных скважин от шлама.

Идея работы заключается в улучшении качества очистки наклонных участков профилей скважин от выбуренной горной породы за счёт создания гидромеханического воздействия на скопления шлама в местах застойных зон продольно изогнутой частью БК с регулируемой длиной и количеством полуволн в момент продольной потери устойчивости с учётом режимных параметров роторного бурения и физико-механических свойств бурового раствора.

Основные задачи исследования:

1. Научное обоснование необходимости и целесообразности использования при роторном бурении управляемого продольного изгиба БК для повышения качества очистки наклонных и горизонтальных участков скважины.

2. Разработка экспериментального стенда для моделирования процесса промывки НН скважин с обеспечением регулирования по длине полуволн БК и частоты ее вращения, с варьирующимися режимами течения, физико-механическими свойствами БР и дисперсностью шлама.

3. Разработка методики исследования влияния продольного изгиба БК и режимных параметров бурения на очистку наклонных участков скважин при роторном бурении.

4. Теоретические и экспериментальные исследования влияния зенитного угла скважины, расхода и свойств БР, частоты вращения и НДС БК на качество

очистки НН скважин от шлама, и разработка математических моделей на основе результатов исследований.

Научная новизна работы:

1. На основе экспериментальных исследований выявлен эффект безосадного витания частиц выбуренной горной породы, возникающий за счёт воздействия продольно изогнутой частью БК на скопления шлама, с контролируемым её напряженно-деформированным состоянием и режимными параметрами роторного бурения, позволяющий улучшить качество очистки наклонно направленных скважин.

2. Разработаны математические модели, позволяющие определить изменение качества очистки скважины от шлама при роторном бурении, в зависимости от свойств БР и скорости его течения в КП, частоты вращения, количества и длин полуволен БК с учётом зенитного угла скважины.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. Теоретически обоснована возможность создания условий безосадного витания частиц шлама в потоке БР, за счёт искусственного введения вращающейся БК в продольную потерю устойчивости с контролируемым количеством её длин и полуволен, обеспечивающая качественную очистку застойных зон от шлама при роторном бурении наклонно направленных скважин.

2. Разработанный экспериментальный стенд, методика исследований и математические модели, характеризующие качество очистки НН скважин от шлама в зависимости от зенитного угла, расхода и свойств БР, частоты вращения и количества полуволен БК являются основой для создания бурового инструмента, а именно бурильной трубы, являющейся дифференциальной измерительной системой на основе волоконной брэгговской решетки (ВБР).

3. Результаты диссертационного исследования используются в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмень при составлении проектно-нормативной документации на бурение наклонно направленных скважин (акт внедрения – Приложение Б).

4. Разработанный стенд и методика проведения исследований влияния изгиба БК и режимных параметров бурения на качество очистки наклонно направленных скважин от шлама используются в Горном университете при проведении практических и лабораторных занятий у студентов нефтегазового направления.

Методология и методы исследования

В работе используются аналитические методы исследования, планирование экспериментов, натурное и вычислительное моделирование, методы математической статистики, а также корреляционно-регрессионный и дисперсионный анализы результатов экспериментов. Обработка результатов экспериментальных исследований осуществляется с применением ПО «*Statistica 13*».

На защиту выносятся следующие положения:

1. Целенаправленное введение бурильной колонны в продольную потерю устойчивости с созданием контролируемого синусоидального изгиба с управляемой длиной и количеством полуволн бурильной колонны позволяет повысить качество очистки наклонных участков скважины от выбуренной горной породы от 10 до 36 % без изменения расхода и свойств БР в процессе роторного бурения скважин.

2. Разработанные математические модели, учитывающие зенитный угол скважины, расход БР, частоту вращения и синусоидальный изгиб БК, позволяют определить режимные параметры роторного бурения, обеспечивающие качественную очистку наклонных участков профилей скважин от шлама.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность защищаемых положений, выводов и рекомендаций определяется современным уровнем аналитических и большим объемом экспериментальных лабораторных исследований с использованием высокоточного современного оборудования, воспроизводимостью полученных экспериментальных данных, точностью методов математического анализа и моделирования, а также апробацией полученных результатов на всероссийских и международных конференциях.

Апробация диссертационной работы проведена на 8 научно-технических мероприятиях с докладами: 57 Международная научная конференция. (г. Краков, Польша, 2016 г.); II и III Международные научно – практические конференции «Бурение скважин в осложненных условиях» (г. Санкт-Петербург, 2017 и 2018 гг.); Международная научно-практическая конференция «Technologies of hydrocarbon field development» (г. Санкт-Петербург, 2019 г.); 62 International scientific conference (г. София, Болгария, 2019 г.); Международная научно-практическая конференция «Экологически безопасные буровые растворы и технологические жидкости – основа устойчивого развития ТЭК» (г. Санкт-Петербург, 2019 г.); XVIII Всероссийская конференция-конкурс студентов и аспирантов «Актуальные проблемы недропользования» (г. Санкт-Петербург, 2020 г.), XVI International contest forum of students and young researchers «Topical issues of rational use of natural resources» (г. Санкт-Петербург, 2020 г.).

Личный вклад автора. Проведен обзор и анализ современного состояния науки и техники в области очистки НН скважин от шлама, контроля и оперативного управления параметрами бурения, потери устойчивости БК при НДС инструмента в скважине. Разработан экспериментальный стенд и методика исследований, позволяющие смоделировать процесс транспорта шлама и проанализировать качество очистки скважин от выбуренной горной породы, скопившейся на нижней стенке ствола скважины. Проведена статистическая обработка и интерпретация результатов, представлены выводы и рекомендации.

Публикации по работе. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 7 печатных работах (п.п. 19, 30-33, 109, 110 списка литературы), в том числе: в 3 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 1 статье - в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получен 1 патент на изобретение (Приложение А).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырёх глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 140 наименований и 4 приложений. Диссертация изложена на 190 страницах машинописного текста, содержит 140 рисунков и 45 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность главному специалисту лаборатории Сооружения скважин НЦ «Арктика» Юртаеву С.Л. за консультирование при конструировании экспериментального стенда, и доценту кафедры бурения скважин к.т.н. Мерзлякову М.Ю. за консультирование при обработке результатов экспериментальных исследований.

ГЛАВА 1 АНАЛИЗ МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЗАСТОЙНЫХ ШЛАМОВЫХ ЗОН И СПОСОБОВ ИХ ОЧИСТКИ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ВРАЩАТЕЛЬНЫМ СПОСОБОМ

1.1 Анализ основных видов вращательного бурения наклонно направленных скважин

Способы бурения скважин можно классифицировать по различным признакам: по методу разрушения горных пород (ГП); типу породоразрушающего инструмента (ПРИ); виду передачи энергии ПРИ; способу очистки забоя; составу и свойствам буровых растворов (БР); по целям и назначению скважин и др. [72].

Наиболее распространенной является классификация по способам разрушения ГП, среди которых, наиболее эффективным является механический способ – вращательное бурение (с устья – ротор или верхний привод, с забоя – турбобур, электробур, винтовой забойный двигатель (ВЗД) [72].

На рисунке 1.1.1, согласно публикациям [6, 131], представлено соотношение объемов бурения нефтегазовых скважин различными способами в СССР и России с экстраполяцией за последние годы.

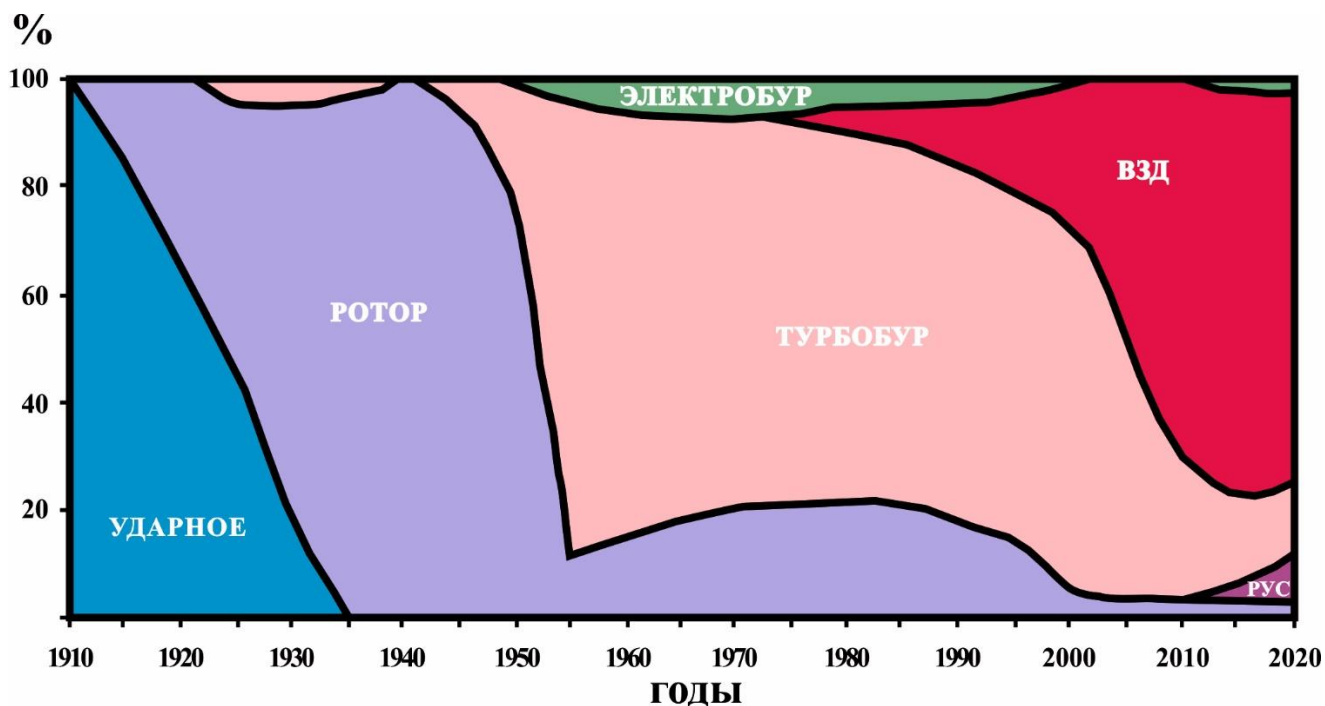


Рисунок 1.1.1 – Соотношение объемов бурения нефтегазовых скважин различными способами в СССР и России с 1910 по 2020 гг.

На сегодняшний день ударное бурение не применяется в нефтегазовом секторе, ввиду сложности разработки месторождений и наибольшей эффективности вращательного способа.

В России с начала XX века на смену ударному бурению приходит механическое вращательное бурение с использованием ротора в качестве привода буровой установки. Ротор – это редуктор, устанавливаемый на устье и передающий вращение от горизонтального вала трансмиссии к долоту через полый вал, в качестве которого используется БК.

Помимо передачи вращения, ротор используется для удержания бурильных и обсадных труб в подвешенном состоянии при проведении СПО и наращивании колонны. Ротор также необходим при бурении с забойными двигателями, ввиду того что на застопоренный стол ротора через БК и ведущую трубу передается реактивный крутящий момент.

Выбор ротора производится исходя из конкретных геологических условий по допустимой нагрузке, передаваемой мощности и проходному диаметру долота. Главной особенностью ротора является возможность передачи к забою двух видов энергии: механической энергии от привода ротора ($N=M \cdot n$) при благоприятных сочетаниях частоты вращения и крутящего момента, и гидравлической энергии от насосов ($N=Q \Delta p$) при благоприятных сочетаниях расхода и перепада давления на долоте.

При роторном способе, в отличие от бурения с забойными двигателями, частота вращения долота жестко устанавливается и регулируется бурильщиком с пульта управления, а момент, развиваемый на долоте, не зависит непосредственно от частоты вращения БК, а зависит от изменения осевой нагрузки, а также свойств ГП и ПРИ. Поэтому при роторном способе относительно проще осуществлять подбор оптимального режима бурения и методику отработки долот, регулируя с пульта управления частоту вращения и осевую нагрузку на долото [20].

При вращении всей БК уменьшается вероятность её прилипания, подвисания и прихвата. Однако, осевая нагрузка, определяемая по показанию гидравлического индикатора веса (ГИВ), близка к фактической нагрузке на

долото, но полностью не доводится до забоя ввиду сложных траекторий профилей скважин, а также наличия уступов и искривлений ствола, которые повышают опасность излома БК.

При роторном способе бурения необходимо учитывать действие касательных напряжений в БК, когда при использовании забойных двигателей ими можно пренебречь [44].

При использовании утяжеленных БР, когда электробур не имеет преимуществ, а также в условиях высоких забойных температур ($T_{\text{заб}} \geq 150$ °С), при высоких скоростях истечения БР от 90 до 120 м/с и оптимальных низких частотах вращения от 35 до 150 мин⁻¹, наибольшую эффективность бурения можно достигнуть благодаря роторному способу.

Низкочастотное от 20 до 80 мин⁻¹ и высокомоментное от 150 до 500 кН·м роторное бурение обеспечивает возможность разрушения практически всех типов ГП осадочного чехла. Применение низкооборотных долот с герметизированными опорами, в сочетании с высокопрочными трубами и долговечными вертлюгами обусловили широкое распространение роторного способа бурения [48]. Однако роторное бурение не позволяет осуществить проводку сложных траекторий из-за повышенного трения БК о стенки скважины и ограниченности применения при отрицательных зенитных углах.

Следует отметить, что с появлением в комплексах буровых установок верхних силовых приводов (ВСП) улучшилась эффективность вращательного бурения. ВСП позволяет контролировать частоту вращения и нагрузку на долото в узком диапазоне значений, а также осуществлять проработку ствола скважины с одновременным подъемом БК.

На рисунке 1.1.2 представлены энергетические характеристики основных мировых лидеров ВСП.

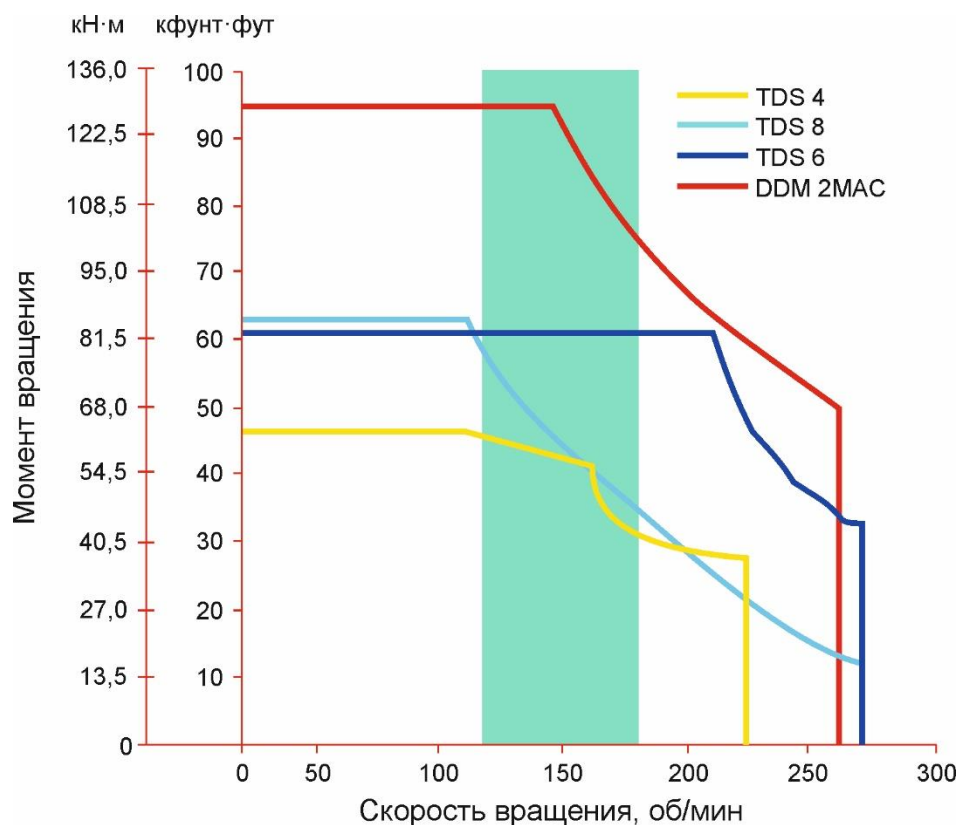


Рисунок 1.1.2 – Энергетические характеристики основных мировых лидеров ВСП

Из рисунка 1.1.2 видно, что наибольшая частота вращения, обеспечивающая эффективное разрушение горных пород, находится в диапазоне $120 \div 180$ об/мин.

С возникновением потребности бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин началось развитие направления бурения с применением забойных двигателей.

При бурении с использованием забойных двигателей, БК не вращается, но воспринимает реактивный момент от корпуса двигателя, а вращение долота осуществляется забойным приводом, расположенным над долотом. Забойные двигатели, нашедшие широкое применение, разделяются на: турбобуры, винтовые (объемные) забойные двигатели и электробуры [69].

Основным преимуществом вращательного бурения с применением забойных приводов перед бурением с помощью ротора или ВСП является отсутствие непроизводительных затрат энергии на вращение многокилометровой БК и преодоление трения о стенки скважины [25].

С середины XX века в СССР роторный способ начинает постепенно вытесняться турбинным способом бурения. Турбобур – высокооборотный

гидравлический забойный двигатель, рабочим органом которого является многоступенчатая турбина.

При бурении турбобуром БК не вращается, а воспринимает реактивный крутящий момент от забойного двигателя и передает гидравлическую энергию на забой. Вращение ПРИ передается от вала турбины, который приводится в движение потоком БР.

В отличие от роторного бурения, где при постоянной частоте вращения БК в широких пределах может изменяться нагрузка на долото и, соответственно, момент, то при турбинном бурении частота вращения существенно изменяется с изменением осевой нагрузки и момента. Главная особенность энергетической характеристики турбобура – линейная зависимость частоты вращения от крутящего момента, а именно: с увеличением осевой нагрузки и, соответственно, крутящего момента, частота вращения вала значительно снижается [26].

При турбинном бурении, в сравнении с роторным, улучшаются условия работы БК, что позволяет увеличить срок службы БК более чем в 2 раза, а также облегчить и удешевить её, применяя легкосплавные и тонкостенные трубы. Длина секции УБТ, передающая осевую нагрузку на забой, может быть уменьшена, ввиду того, что сжатый участок БК не испытывает таких сложных напряжений, как при роторном бурении, а следственно снижаются усталостные разрушения инструмента. Однако, высокие давления в циркуляционной системе при турбинном бурении зачастую вызывают промыв резьб, что требует повышенного внимания и контроля герметичности соединений [77].

Турбобур способен работать практически на всех видах очистного агента, за исключением воздуха, однако, необходимо учитывать, что при использовании высоковязких и сильно утяжеленных БР, энергетические показатели значительно ухудшаются. К качеству очистки БР предъявляются повышенные требования, ввиду того, что износ турбин и опор происходит быстрее при содержании в БР твердой фазы и шлама [14].

Главным фактором, снижающим эффективность применения турбинного способа бурения, является отсутствие вращения БК. При этом следует отметить,

что в ряде случаев для выноса шлама и снижения сил трения инструмента о стенки скважины применяют периодическое или постоянное вращение БК при одновременной работе забойного привода [44, 69].

С середины XX века в качестве забойного привода параллельно с турбинным бурением началось внедрение электробура, представленного погружным маслonaполненным трёхфазным асинхронным двигателем с короткозамкнутым секционным ротором, соединенным с редуктором и шпинделем [82].

При электробурении возможно более полно использовать гидравлическую мощность насосов, которая подается на забой для очистки и охлаждения, благодаря чему улучшаются условия очистки скважины, увеличивается механическая скорость и уменьшается стоимость бурения.

Электробур можно применять при бурении на депрессии с ГЖС, в то время как гидравлические забойные двигатели имеют ограничения в эксплуатации, ввиду ухудшения характеристик привода и уменьшения его мощности [22]. Работа электробура в условиях пониженных давлений в циркуляционной системе, порядка $60 \div 90 \text{ кг/см}^2$, обуславливает снижение гидравлических потерь и дифференциального давления на пласт, снижение износа бурового оборудования и инструмента [1, 82].

Электробурение особенно эффективно при строительстве горизонтальных, многоствольных и многозабойных скважин. К недостаткам применения электробура можно отнести сложность подвода энергии при повышенных давлениях и температурах, а также необходимость герметизации электродвигателя от агрессивного воздействия БР и технологических жидкостей [38].

В 70-х годах XX века на смену турбобуру и не получившему в этот период широкого применения электробуру пришел другой привод долота – винтовой забойный двигатель (ВЗД). ВЗД – низкооборотный гидравлический забойный привод, рабочим органом которого является винтовая пара, состоящая из металлического ротора и покрытого эластомером статора [44].

Основной причиной, по которой советские буровики перешли на объемный гидропривод долота, являлось значительное отставание в проходке на долото при бурении многоступенчатыми безредукторными турбобурами, которые не позволяли получить частоту вращения долота менее 400 об/мин, а также не обеспечивали необходимые крутящие моменты и давление буровых насосов [7].

ВЗД предназначены для бурения скважин различного назначения под любым зенитным углом, а также для разбуривания песчаных пробок, цементных мостов, солевых отложений и др. Практически все работы при проведении капитального ремонта скважин (КРС) выполняются с применением ВЗД. Такие двигатели получили широкое распространение в связи с их уникальными техническими и энергетическими характеристиками (большой удельный момент и наличие жесткой зависимости «момент-частота вращения») [12, 18].

Как и турбобур, ВЗД ограничен в возможности работать при увеличенных расходах – более 40 л/с, что необходимо для ликвидации шламовых пробок.

Необходимо отметить, что при бурении ВЗД имеются ограничения в эксплуатации по вязкости БР [17]. Параметр условная вязкость должен составлять не более 60 с, ввиду значительного увеличения давления на устье при прокачке вязких жидкостей, что ограничивается эксплуатацией манифольда и другого поверхностного гидравлического оборудования.

С применением ВЗД осуществляется проводка около 80 - 85 % НН и ГС в России. Так, например, в 2011 г. объем эксплуатационного бурения ОАО «Сургутнефтегаз» составил 3500 тыс. м (около 80 % от общего объема буровых работ) [6].

Безотказная работа ВЗД и его долговечность зависят от качества бурового раствора. Современные ВЗД работают с БР и ГЖС плотностью от 700 до 2000 кг/м³ с содержанием абразивных частиц размером не более 1 мм до 1 % и содержанием нефтепродуктов до 10% при забойных температурах до 150 °С [72]. В связи с этим выдвигаются повышенные требования к системам очистки БР от шлама [72].

При использовании ВЗД увеличивается частота вращения долота, в сравнении с роторным бурением, а также механическая скорость проходки с возможностью увеличения нагрузки на долото [5].

Общеизвестно, что ВЗД, правильно подобранный под буровое долото и свойства ГП, обеспечивает лучшую скорость проходки, чем при роторном бурении, а также уменьшает износ и усталость как компонентов бурильных и обсадной колонн, так и устьевого оборудования: вертлюга, привода ротора, ведущей бурильной трубы [72].

Бурение с помощью ВЗД более экономично, в сравнении с роторным, т.к. мощность, подаваемая на буровые насосы для приведения в действие двигателя и долота, меньше мощности, которая нужна для вращения всей БК с сопутствующими потерями на трение.

При бурении с ВЗД возможен более эффективный контроль отклонения и резких искривлений скважины, в сравнении с роторным способом бурения [5, 18].

При бурении ВЗД в твердых породах проходка на долото увеличивается более чем в два раза, а в мягких – на 20 ÷ 30 % по сравнению с турбобуром. Механическая скорость в обоих случаях стала ниже на 20 ÷ 50 % [72]. Тем не менее, при глубине скважин более 1500 ÷ 2000 м ВЗД более выгодны, потому что обеспечивают большую рейсовую скорость, которая, в свою очередь, является показателем эффективности механического бурения.

ВЗД обладают большей моментностью M (вращающий момент, развиваемый двигателем, отнесенный к единице длины и диаметра), чем турбобуры, благодаря чему возможно изготавливать винтовые двигатели меньших диаметров по сравнению с турбобурами, что позволяет увеличить коэффициент просвета. Из всех типов гидравлических двигателей наибольшей удельной мощностью (N) и оптимальной энергетической характеристикой (M/n) обладают многозаходные винтовые двигатели [17].

Необходимо отметить, что несмотря на эффективность бурения ВЗД, объемные гидроприводы не способны в нужной мере расширить требуемый диапазон частот вращения и обеспечить их плавное регулирование.

До 2010 г. практически 80% нефтегазового бурения в России осуществлялось посредством ВЗД [6], однако, в последние годы, высокий уровень развития техники и технологий бурения скважин в качестве результата представил роторно-управляемые системы (РУС).

Широкое внедрение РУС началось в середине 90-х годов XX века для осуществления строительства профилей с большим отходом от вертикали (БОВ). На сегодняшний день РУС активно применяется для проводки вертикальных, НН и ГС, при вращении БК верхним приводом буровой установки или ротором, а также при бурении с применением отклоняющих систем, сочетающих ВЗД [64].

РУС обеспечивают непрерывность вращения всей БК и оперативную реакцию при изменении траектории скважины, а также возможность точного контроля параметров бурения [19, 32].

В комбинации с телеметрическими системами (ТС) и системами геонавигации РУС представляют собой высокотехнологичное беспилотное оборудование дистанционной проводки НН и ГС. Данные комплексы обладают высоким потенциалом. При высокой точности $\pm 0,1^\circ$ и скорости действия, РУС способны осуществлять бурение скважин любой пространственной ориентации протяженностью более 10,000 м [64].

Как видно из рисунка 1.1.3, ВЗД уступают РУС в плавности проводки траектории скважины [81].



Рисунок 1.1.3 – Сравнение участков скважины, пробуренных РУС (а) и ВЗД (б) [81]

При бурении РУС не образуются уступы, сужения и каверны, формирующиеся отклоняющим элементом ВЗД (кривой переводник и др.).

Эффективность РУС устанавливается следующими факторами [44, 81]:

- улучшение выноса шлама, поскольку РУС не формирует зауженных интервалов ствола скважины;
- увеличение скорости проходки, ввиду эффективного выноса шлама, затрудняет его осаждение, что оказывает благоприятное влияние на процесс разрушения породы;
- возрастает скорость бурения и протяженность горизонтального ствола за счет уменьшения силы трения между колонной и стенкой скважины ввиду вращения колонны целиком;
- уменьшается вероятность дифференциального и механического прихватов, так как отсутствуют неподвижные элементы РУС, взаимодействующие со стенкой ствола скважины, обсадной колонной или отклонителем.

Для обеспечения устойчивой работы РУС частота вращения ограничивается верхними значениями 145 - 165 об/мин, что позволяет снизить амплитуду поперечных колебаний и виброускорение, негативно влияющих на работу КНБК [45].

Эксплуатируются РУС, как правило, при скорости потока БР $1,2 \div 1,4$ м/с, что обеспечивает наибольшую эффективность бурения и соответствует переходному режиму течения от ламинарного к турбулентному. При этом особую значимость уделяют устойчивости стенок скважины и предотвращению кавернообразования, при повышенных расходах БР [53].

Помимо решения многочисленных задач в бурении, РУС имеют свой существенный минус, заключающийся в дороговизне оборудования. Также следует отметить, что несмотря на высокотехнологичность РУС, применение этой современной системы для бурения не позволяет решить проблемы очистки застойных шламовых зон наклонно направленных и горизонтальных участков скважин.

На основе проведенного анализа можно сделать вывод, что среди видов вращательного бурения наклонно направленных скважин наиболее эффективным способом, с точки зрения очистки застойных шламовых зон, является роторный низко-среднечастотный способ бурения. Данное заключение сделано с учётом эксплуатационных ограничений по скорости течения и вязкости БР, связанных с давлением в циркуляционной системе, а также с учётом требований, предъявляемых к ПРИ по осевой нагрузке, моменту, частоте вращения и вибрациям, связанных с прочностью бурового оборудования и горно-геологическими условиями.

1.2 Анализ основных моделей и свойств промывочных жидкостей, обеспечивающих качественную очистку скважин

1.2.1 Обзор основных типов БР для бурения НН скважин

Буровой раствор (БР) или промывочная жидкость (ПЖ), в общем понимании, охватывает все очистные агенты, которые используются для разрушения породы и очистки забоя от шлама. БР выполняет ряд функций, направленных на предотвращение возможных технологических осложнений при бурении, минимизацию загрязнения при вскрытии продуктивного горизонта и достижение наивысших технико-экономических показателей, обеспечивающих эффективность процесса строительства скважин [41, 66].

Основные функции БР в роторном бурении [11, 16, 56]:

- 1) Разрушение породы под долотом;
- 2) Очистка забоя и транспорт разрушенной породы на дневную поверхность;
- 3) Охлаждение долота и бурильного инструмента;
- 4) Уменьшение трения между БК и стенкой скважины;
- 5) Поддержание устойчивости открытых стволов;
- 6) Компенсация пластового давления - предотвращение притоков и поглощений;
- 7) Образование тонкой фильтрационной корки – предотвращение проникновения ПЖ и ее фильтрата в породы;
- 8) Поддержание частиц во взвешенном состоянии при остановке циркуляции;
- 9) Создание условий для геофизических исследований;

10) Снижение веса БК и ОК – уменьшение нагрузки на подъемный механизм.

Исследованием и разработкой рецептур промывочных жидкостей в разное время занимались Агзамов Ф.А., Ахмадеев Р.Г., Булатов А.И., Ангелопуло О.К., Гайдаров М.М-Р., Городнов В.Д., Данюшевский В.С., Грей Дж. Р., Дарли Г.С.Г., Маковой Н., Николаев Н.И., Рябова Л.И., Рязанов Я.А., Уляшева Н.М., Шарафутдинов З.З. и др.

Буровые растворы – сложные многокомпонентные системы, классифицирующиеся по составу дисперсионной среды, в качестве которой могут выступать вода, нефть или её продукты и газ (таблица 1.2.1)

Таблица 1.2.1 – Классификация БР по составу дисперсионной среды [56]

Дисперсионная среда		
Вода	Нефть (нефтепродукты)	Газ
Истинный коллоидный раствор	Нефть	Газ сухой/влажный
Эмульсия	Раствор на углеводородной основе (РУО)	Пена
Суспензия		Стойкая пена

Истинный коллоидный раствор содержит себе твердые вещества, которые не выделяются из среды и находятся в длительном состоянии покоя, такие как соль ($NaCl$, KCl), поверхностно-активные вещества – ПАВ (детергенты, флокулянты), органические коллоиды (целлюлозные, акриловые полимеры).

Эмульсия – маслянистая жидкость, удерживаемая в воде эмульгатором (дизельное топливо + ПАВ).

Суспензия – жидкость, в которой находятся частицы твердого вещества (глина, барит, пылеватый шлам), обработанная добавками для стабильности (глинистый раствор).

Некоторая необработанная нефть или, например, дизельное топливо, используемое в качестве БР, будет содержать воду и водоэмульгирующие добавки (инвертноэмульсионный раствор).

РУО – устойчивый раствор на углеводородной основе, который содержит эмульгирующие и взвешивающие добавки, а также компоненты для регуляции фильтрации и утяжелители.

Пена – воздух, окруженный пленкой воды, стабилизированной ПАВ. Стойкая пена – это пена, содержащая материалы для упрочнения пленки, такие как органические полимеры и бентонит.

Для различных геолого-технических условий подбираются рецептуры БР, способные обеспечить максимальную эффективность и безопасность строительства скважины. Введение в БР твердой фазы и различных химических компонентов, придают ему уникальные свойства, необходимые для решения поставленных задач при бурении скважин.

В буровых растворах различают две основные группы свойств: физические и химические. Физические свойства разделяются на термодинамические и теплофизические, коллоидно-реологические, фильтрационные и электрические. Классификация основных свойств БР представлена на рисунке 1.2.1 [11].

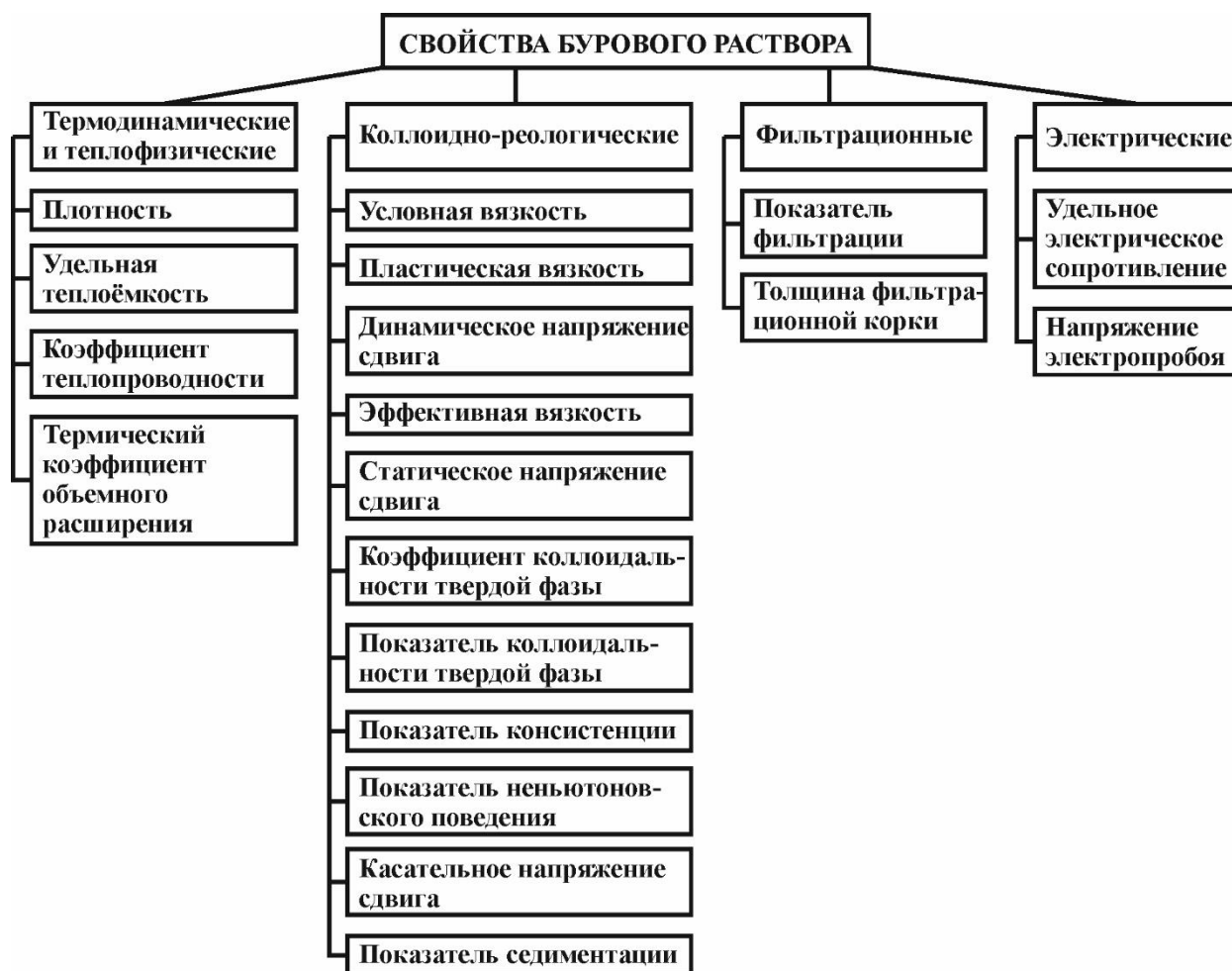


Рисунок 1.2.1 – Классификация основных свойств БР [11]

Плотность БР является основным параметром, регулирующим давление в скважине. При недостаточной плотности БР гидростатическое давление

уменьшается и флюид из пласта проникает в скважину, что влечет за собой газонефтеводопроявление (ГНВП). При чрезмерной плотности БР, гидростатическое давление увеличивается и возникает нарушение естественной трещиноватости пласта, влекущее за собой явление гидроразрыва пласта (ГРП). В этой связи чрезвычайно важно контролировать и своевременно регулировать плотность БР, особенно при наличии осложненных горно-геологических условий – аномально низких и аномально высоких пластовых давлениях (АНПД и АВПД, соответственно).

При строительстве сложных профилей НН и БОВ скважин большое значение в успешном и безаварийном бурении оказывают реологические свойства БР, которые влияют на транспортировку шлама на дневную поверхность и гидродинамические процессы в скважине.

Изучению и описанию реологических свойств БР посвящено достаточно большое количество исследований как отечественных [36, 39, 47, 86], так и зарубежных [40, 93, 139]. Интерес представляет, в первую очередь, зависимость между давлением в потоке и объемным расходом, а также результат влияния на эти параметры характеристик БР. Выделяются два принципиально различных режима течения ПЖ (рисунок. 1.2.2):

- **Ламинарный режим** – упорядоченный поток жидкости, преобладающий на низких скоростях. Скорость возрастает от нуля у стенки трубы до максимума на оси трубы – «пулеобразный» профиль потока. Слои перемещаются друг относительно друга. Зависимость «давление–скорость» является функцией вязкостных свойств жидкости.
- **Турбулентный режим** – неупорядоченный «вихревой» поток жидкости, преобладающий на высоких скоростях при достижении «критической» скорости. При перемещении жидкости сохраняется общее направление движения вдоль трубы, но возникают изменения в значении скорости и направлении перемещения частиц, образуются вихри и местные токи. Главным образом зависит от инерционных свойств жидкости.

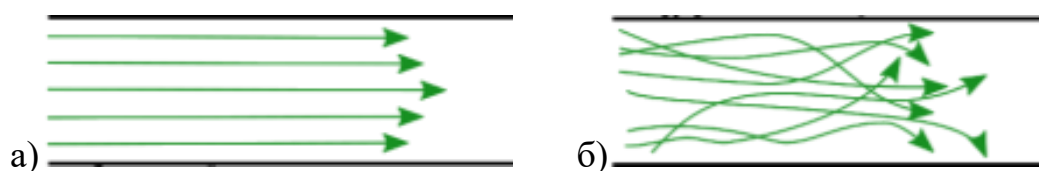


Рисунок 1.2.2 – Режим течения БР внутри труб: а – ламинарный; б – турбулентный.

«Критическая» скорость, при которой поток переходит в турбулентный режим, выражается безразмерным параметром – числом Рейнольдса (Re), и для большинства БР находится в диапазоне $Re = 2000 \div 3000$ [40].

Уравнения течения при турбулентном режиме – эмпирические, а уравнения ламинарного течения, отражающие поведение потока и свойства БР, основаны на реологических моделях (рисунок 1.2.3). Данные модели отражают идеальное поведение реальных тел.

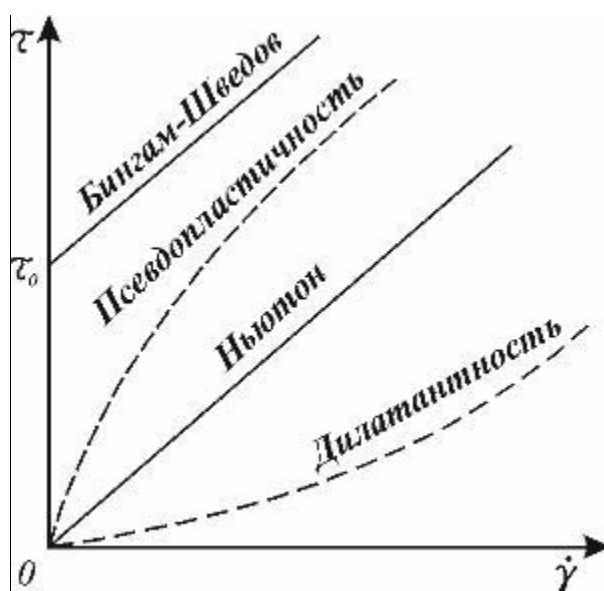


Рисунок 1.2.3 – Кривые течения жидкостей БР – зависимости скорости сдвига от напряжения сдвига [47]

В бурении скважин особый интерес представляют модели жидкостей: ньютоновская (1.1), вязкопластичная Бингама (1.2) и псевдопластичная (1.3) [86].

Модель вязкой жидкости – ньютоновская жидкость – «в какой-то мере описывает текучесть газов, воды, нефтепродуктов и других однофазных сред с низкой молекулярной массой» [56]:

$$\tau = \eta \cdot \dot{\gamma}, \quad (1.1)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

η – вязкость, Па · с;

$\dot{\gamma}$ – скорость деформации, s^{-1} .

Модель вязкопластичной жидкости – модель Бингама-Шведова – описывает большинство буровых и тампонажных растворов (суспензий), а также масляные краски, некоторые смазки и др.:

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma}, \quad (1.2)$$

где τ_0 – предельное (динамическое) напряжение сдвига, Па.

Модель псевдопластичной жидкости – модель Оствальда-де Ваале – описывает течение жидкостей, не обладающих пластическими свойствами, таких как некоторые смолы и полимеры (полихлорвинил):

$$\tau = K \cdot (\dot{\gamma})^n, \quad (1.3)$$

где K и n – экспериментальные константы:

K – индекс консистенции, Па · с ^{n} ;

n – показатель поведения, указывающий на степень неньютоновского поведения.

При $n < 1$ жидкость является псевдопластичной, при $n > 1$ жидкость дилатантная, а при $n = 0$, уравнение (1.3.1) приводится к закону Ньютона.

Трёхпараметрическая модель псевдопластичной жидкости (1.4) с предельным напряжением сдвига – «модель Гершеля-Балкли – была получена сочетанием моделей Шведова-Бингама и Освальда-де Ваале и использована для описания поведения некоторых буровых растворов, включающих в себя твёрдую фазу и полимерные реагенты» [56]:

$$\tau = \tau_0 + K \cdot (\dot{\gamma})^n, \quad (1.4)$$

Опыт строительства скважин и исследований процесса промывки показывает, что в качестве БР наиболее целесообразно применять псевдопластичные жидкости с величиной показателя поведения $n < 0,3$. Жидкости с данными параметрами обеспечивают эффективную очистку с минимально возможными потерями давления в скважине [16, 49].

1.2.2 Анализ применения БР при проводке наклонно направленных скважин

Глубокое изучение глинистых растворов началось в СССР и связано с именами Бакланова Б.Б., Царевича К.А., Шищенко Р.И. Значительный вклад в разработку глинистых растворов и исследование их свойств внесли

Ахмадеев Р.Г., Булатов А.И., Данюшевский В.С., Жуховицкий С.Ю., Михеев В.Л., Рязанов Я.А и др.

Глинистые БР можно разделить на 5 групп: малоглинистые, недиспергирующие полимерные, ингибированные, аэрированные и эмульсионные.

Малоглинистые растворы наиболее целесообразно применять в твердых породах, плохо переходящих в раствор, когда механические скорости не превышают 9 м/ч. Такие растворы имеют ограничения: небольшая плотность, отсутствие систем тонкой очистки, наличие в разрезе коллоидальных глин, которые не подвергаются флокуляции, наличие пластичных глин, легко переходящих в БР [40].

Недиспергирующие растворы с небольшим содержанием твердой фазы, широко применяющиеся при проводке 90 % скважин глубиной до 3000 м, позволяют увеличить время работы долота до 46 % и механическую скорость до 35 %. Особенностью таких БР является наличие реагент-флокулянта (полимера), не допускающего диспергирование выбуренной породы и приводящий к флокуляции частиц шлама, без воздействия на структурообразующий компонент – бентонитовую глину [11].

Часто глинистые полимерные растворы используются с добавлением солей-ингибиторов *Al*, *Fe*, *Na*, *K*, *Mg*, силиката натрия и их комбинаций. При использовании полимерглинистых растворов возрастает скорость бурения до 2 раз, снижается абразивный износ инструмента и оборудования в 2-3 раза при уменьшении гидравлических потерь на 15 ÷ 20% и снижении расхода твердой фазы и реагентов в 3-4 раза [36].

Ингибирующие БР применяются [65] для обеспечения устойчивости стенок скважины, при бурении неустойчивых, самодиспергирующих пород, путем снижения гидрофильности твердой фазы и ее пептизации. «В настоящее время широко применяются такие разновидности как хлоркальциевые, калиевые, известковые, гипсовые, алюминатные, силикатные и др» [40].

«Аэрированные глинистые растворы применяются для борьбы с поглощением в неустойчивых породах, увеличения механической скорости» [40] и качества вскрытия продуктивных пластов. Несмотря на преимущества, аэрированные растворы имеют ряд недостатков: ограниченность применения ввиду низкой плотности, усложнение технологической схемы и установку оборудования обвязки и герметизации устья, сложность регулирования свойств и повышение коррозионного износа вследствие окислительного действия воздушной фазы.

«Эмульсионные глинистые растворы применяются при бурении мощных толщ пород на глинистом и глинисто-карбонатном цементе, склонных к образованию сальников на БК» [40]. Эмульсионные БР создают пленку на поверхностях горной породы, буровом и породоразрушающем инструменте, что улучшает триботехнические свойства – снижается трение [57].

«Опыт применения эмульсионных систем буровых растворов показывает, что практически любые системы глинистых растворов на водной основе можно перевести в эмульсионные. Но в некоторых случаях необходимо учесть, что в глинистом растворе могут содержаться электролиты, которые затрудняют регулирование структурно-механических и фильтрационных свойств системы» [40].

Недорогие глинистые БР на водной основе, применяющиеся для проходки основного ствола скважины в верхних непродуктивных толщах, отлично справляются со своими задачами. Однако известно [63, 73], что при вскрытии продуктивных пластов с использованием БР на водной основе, зачастую происходит ухудшение фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) породы коллектора – снижается естественная проницаемость, поры и трещины наполняются кольматантом, что в конечном итоге приводит к снижению дебита скважины и увеличению сроков ее освоения.

На практике установлено, что для обеспечения минимального негативного воздействия БР на пласт, при вскрытии продуктивной толщи, целесообразно применять РУО, использование которых препятствует образованию в

призобойной зоне малоподвижных соединений, закупоривающих поровое пространство [55].

В 2012 г. на Еты-Пуровском («Газпромнефть-Муравленко») и Вынгапуровском месторождениях («Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз») при проводке горизонтальных скважин, общая длина которых могла достигать более 200 м, в неустойчивых отложениях, использовался РУО «*Megadril*», на основе минерального масла, рецептура которого была разработана компанией «*M I SWACO*». Применение данного раствора позволило не допустить обрушения ствола скважины за счет оптимизации химического состава [63].

В 2017 г. при бурении хвостовика в скважине № 419 Царичанского-Филатовского нефтяного месторождения («Газпромнефть-Оренбург») впервые в РФ были проведены промысловые испытания основы для РУО «*Gazpromneft Drilline*». По результатам применения разработки удалось снизить гидравлические потери на 10%, снизить потери БР со шламом на системе очистки, а также уменьшить колебания ЭЦП [73].

Результаты промысловых испытаний РУО на месторождениях «Газпромнефть» показали эффективность применения для бурения скважин со сложными профилями и БОВ. Высокая смазывающая способность, тонкая фильтрационная корка в стволе и низкая фильтрация раствора в коллектор обеспечивают стабильность ствола и сохранение ФЕС [3].

Применение РУО позволяет сократить сроки строительства скважин, за счёт возможности их многократного применения, уменьшения количества компонентов для приготовления, в том числе химических реагентов, а также отходов после бурения [63].

Регулирование параметров и свойств БР на месторождении осуществляется специалистом по растворам, в арсенале которого находится различное полевое лабораторное оборудование. Для измерения плотности БР используются рычажные весы-плотномер ВРП-1, *Halliburton «Tru-Wate»* или поплавковые ареометры. Для быстрого измерения вязкости (условной) применяется воронка Марша. Статическое напряжение сдвига (СНС) измеряют с помощью приборов

СНС-2,3. Пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига измеряют с помощью ротационных вискозиметров. Для исследования фильтрационных характеристик используются фильтр-прессы с модулем давления CO_2 . Содержание карбоната кальция определяется кальциметром. Электростабильность определяется специальными портативными тестерами, а удельное электрическое сопротивление резистивиметрами. Уровень pH определяется тестером – лакмусовой бумагой.

Вышеперечисленное оборудование позволяет определить основные параметры БР и своевременно скорректировать их в соответствии с программой бурения. По необходимости, полевые лаборатории БР комплектуются дополнительным оборудованием, таким как консистометр, вальцовая печь, реторта, водяная баня и др [71].

Ввиду существования большого разнообразия типов БР, обладающих широким спектром свойств и применяемых для различных целей, ученые в данной области бурения консолидируют свои силы на создание универсальных жидкостей, к которым предъявляются особые требования (рисунок 1.2.4).



Рисунок 1.2.4 – Требования, предъявляемые к современным БР

Помимо всех указанных выше свойств (рисунок 1.2.4), которыми должен обладать современный очистной агент, следует отметить, что в практике проводки НН и БОВ скважин, для ликвидации скоплений шлама и снижения ЭЦП применяют растворы повышенной вязкости, именуемые «вязкими пачками».

Растворы повышенной вязкости или вязкоупругие системы (ВУС), применяются в бурении для изоляции насыщенных пластов, путём ввода кольматантов, для доставки инструмента к забою (продавливание шара), для удаления частиц металла после фрезерования обсадной колонны, а также для очистки кольцевого пространства (КП) от шламовых пробок [57, 60].

В России некоторые ВУС, обладающие необходимыми свойствами, используются в качестве альтернативы РУО, особенно при бурении в условиях АВПД [58].

Известен опыт прокачки вязких пачек и наблюдение за выносом шлама на месторождениях ПАО «Газпром» Приразломное и Южно-Приобское [54]. Исследователями применялся вязкий раствор с условной вязкостью в $2,5 \div 3,0$ раза выше, чем вязкость БР при циркуляции. Характерной особенностью применения вязких пачек является режим выноса шлама при прокачке. Изначально, при циркуляции БР, на виброситах отмечаются мелкие частицы шлама (не крупнее песчаника), затем выходит ВУС, причем содержание шлама в вязкой пачке увеличивается незначительно, и только через $7 \div 10$ минут после полного выхода пачки, на ситах наблюдается обильный вынос частиц шлама диаметром $5 \div 7$ мм.

При проводке скважин в осложненных геолого-технических условиях, некоторыми технологиями бурения предусмотрено применение ВУС всякий раз перед наращиванием колонны труб, с целью очистки забоя и предотвращения образования шламовой пробки, а также снижения риска прихвата КНБК и сальникообразования.

Экспериментально установлено [54], что после применения ВУС снижается проницаемость продуктивного пласта и блокируются поры, что в свою очередь

негативно отражается на времени фильтрации, которое увеличилось более чем в 2 раза.

Вязкость БР оказывает значительное влияние на качество очистки скважины. Наибольшую эффективность ВУС имеют при работе в вертикальных и субвертикальных участках. Однако при бурении НН и ГС вязкие пачки плохо проникают в слои выбуренного шлама, а также недостаточно быстро взмучивают его и переносят с забоя в восходящий поток. Ввиду смещённого профиля скоростей потока БР, который проходит сверху над БК и характерного для ВУС ламинарного режима течения, слои шлама, лежащие на нижней стенке скважины, остаются в неподвижном состоянии, и, следовательно, вязкие пачки не всегда оказывают эффективное влияние на очистку скважины от застоявшегося шлама [60].

Важно отметить, что для прокачки вязких пачек на буровой необходимо приготовить в отдельных емкостях дополнительные порции БР, обладающих повышенной выносной способностью. Это приводит к увеличению НПВ, и как следствие, совместно с высокой стоимостью реагентов для обработки БР, приводит к значительному удорожанию строительства скважины [94].

Применение вязких пачек и других БР с уникальными реологическими свойствами для улучшения очистки от шлама при проводке НН и БОВ скважин обуславливают необходимость постоянного контроля и управления забойным давлением и гидродинамическим режимом при циркуляции БР в КП.

1.3 Анализ методов контроля забойного давления в КП скважины

Для выживания и процветания на сегодняшнем рынке углеводородов, операционным компаниям необходимо постоянно снижать риски и издержки производства. А для того, чтобы использовать весь потенциал месторождений и сделать истощающиеся месторождения более продуктивными, многие скважины становятся более протяженными и имеют сложный профиль.

В то же время, для сохранения низких издержек, компаниям необходимо повышать эффективность бурения, которая заключается в постоянном контроле процессов строительства скважины. Используя современные технологии и

оборудование, бурильщик способен «видеть и ощущать» динамическое поведение колонны и поведение БР на забое, что позволяет принимать оптимальные решения в процессе строительства скважины. Оперативные данные о вибрациях и ударах, совместно с крутящим моментом и осевой нагрузкой на долото, предоставляют возможность контроля и регулирования параметров бурения с целью повышения надежности и производительности бурового инструмента. [24]

Буровой раствор – «кровь» бурового процесса, а давление в КП, измеренное между стенками скважины и буровым инструментом, является одним из наиболее важных показателей, которыми владеет бурильщик для определения происходящих на забое процессов, к числу которых относится внедрение долота в новый пропласток горной породы, касание и отрыв от забоя и др.

Данные о забойном давлении в КП используются для контроля влияния вращения труб, срезающих нагрузок, свабирования и поршневания, испытаний на герметичность и целостность пласта (*LOT/FIT*), а также обнаружения потерь циркуляции.

Мониторинг забойного давления в КП используется при многих условиях бурения, к числу которых относится бурение на депрессии, при больших отходах от вертикали, при высоком давлении и высокой температуре, а также при глубоководном бурении [58].

При наклонно направленном бурении на депрессии, применение датчиков давления КП *APWD* (*Annular pressure while drilling*) обеспечивает работу в безопасных интервалах давления (рисунок 1.3.1), предоставляет информацию о плохой очистке от шлама, а также помогает оператору изменять свойства БР и методы бурения для оптимизации процесса очистки [90].

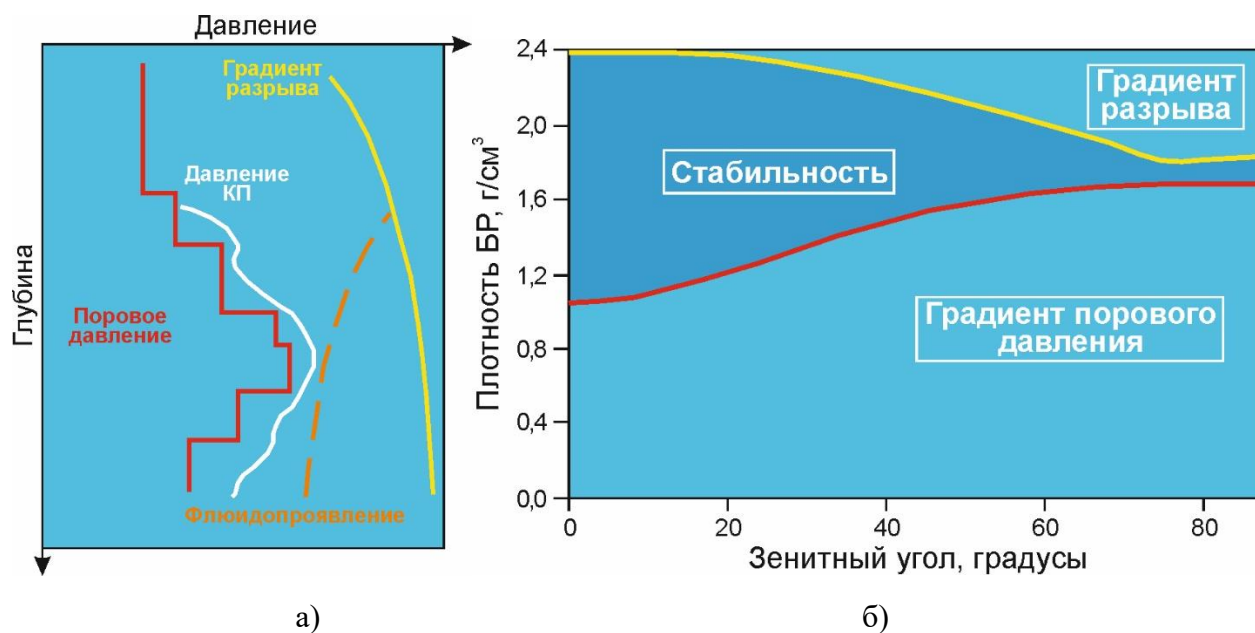


Рисунок 1.3.1 – Безопасный интервал «окно давления» в скважине: а) зависимость давления в скважине от глубины; б) зависимость плотности БР от зенитного угла скважины

На рисунке 1.3.1,а представлено окно давления, в рамках которого необходимо поддерживать давление в скважине для осуществления безопасного и безаварийного бурения. Белой линией отмечено давление в КП, которое во избежание притока флюида в скважину должно быть выше порового давления пласта (красная линия), и также должно быть ниже давления разрыва, во избежание ГРП.

На рисунке 1.3.1,б показано влияние зенитного угла скважины на окно давления. Установлено, что в наклонных скважинах, особенно в скважинах с БОВ, управление весом БР усложняется наличием потерь давления в КП, которые по своей природе являются более высокими для скважин с протяженными горизонтальными участками.

В сочетании с другими параметрами бурения, данные о забойном давлении в КП в режиме реального времени улучшают безопасность на буровой, помогая избежать потенциально опасных проблем контроля скважины – своевременное обнаружение притоков пластового флюида. Также данные датчиков *APWD* используются для раннего обнаружения прихватов, «зависания» БК, сальникообразования на стабилизаторе, проблем с ПРИ и «шламовыми подушками».

Помимо текущего контроля бурящейся скважины и повышения эффективности процесса бурения в целом, информация о забойном давлении имеет большую ценность при бурении следующих скважин на месторождении.

Первые измерения забойного давления в КП относятся к середине 1980-х годов, когда компания *Gearhart Industries* (США) использовала датчики забойного давления в блоке измерения в процессе бурения *MWD*. Датчик применялся при бурении для контроля БР и ЭЦП, а также для раннего обнаружения выбросов [90].

Для правильной интерпретации изменения давления в КП важно понимать от каких физических принципов оно зависит. Давление в КП определяется двумя компонентами (1.5):

$$\rho_{\text{ЭЦП}} = \rho_{\text{эсп}} + \rho_{\text{эдп}} = \frac{P_{\text{заб}}}{g \cdot H_{\text{В}}} + \frac{\Delta P_{\text{заб}}}{g \cdot H_{\text{В}}}, \quad (1.5)$$

где $\rho_{\text{эсп}}$ и $\rho_{\text{эдп}}$ – эквивалентные статическая и динамическая плотности, соответственно, кг/м³;

$P_{\text{заб}}$ - давление на забое скважины, МПа;

$\Delta P_{\text{заб}}$ - потери давления в КП, МПа;

g - ускорение свободного падения, м/с²;

$H_{\text{В}}$ – вертикальная глубина скважины, м.

Первый компонент – *статическое давление*, созданное градиентами плотности жидкости выше датчика *APWD* в КП, включая частицы шлама – это эквивалентная статическая плотность (ЭСП).

Второй компонент включает в себя: *динамическое давление*, вызванное перемещением труб (свабирование/поршневание, вращение БК), инерционное давление от ускорения или замедления БК при регулировании параметров, а также избыточное давление для разрушения гелей БР и кумулятивные потери давления для перемещения БР в КП. Этот компонент называется эквивалентной динамической плотностью (ЭДП).

Эти два компонента формируют ЭЦП БР, определяющуюся как эффективный вес БР на заданной глубине, создаваемый суммой статического и динамического давления с учетом шламакопления.

Протекание БР через сужения, такие как набухающие породы или «шламовые подушки», интервалы изменения геометрии ствола, а также притоки/оттоки жидкости и твердых частиц в КП, способствует изменению динамического давления.

Для понимания реакций давления при различных условиях бурения требуется оценка реологических свойств раствора, включая вязкость, водоотдачу, статическое и динамическое напряжения сдвига. Важным также является режим течения БР, который может быть ламинарным, переходным или турбулентным. Изменение реологических свойств и режима течения БР под действием температуры и давления оказывает изменение давления в скважине. Важно отметить, что для контроля ЭЦП бурильщик может управлять скоростью потока, но не может управлять температурой в скважине, которая оказывает значительное действие на свойства БР [31].

До недавнего времени существовало два противоположных мнения о влиянии вращения БК на давление в скважине. Одни ученые заявляли, что вращение БК действует на увеличение потери давления, другие же утверждали, что увеличение скорости вращения уменьшает перепад давления в КП. Как оказалось, оба этих противоречивых взгляда могут быть правильными и на практике наблюдаются оба эффекта. Потери давления в КП зависят от того какая часть режима потока преобладает при изменении скорости вращения БК (рисунок 1.3.2).

Установлено, что при ламинарном потоке БР потери давления уменьшаются с увеличением частоты вращения БК за счет действия сдвиговых напряжений, снижающих эффективную вязкость БР. При переходе в неустойчивый вращательный поток, когда число Тейлора превышаетя, образуются вихри, которые берут энергию из среднего осевого потока, в результате чего имеется турбулентно-подобный перепад давления. По мере увеличения осевой скорости потока произойдет полная турбулизация, и тогда осевое падение давления будет увеличиваться с увеличением частоты вращения БК. Аналогично, увеличение скорости вращения труб в скважине может способствовать переходу от

ламинарного режима к турбулентному и привести к увеличению осевого падения давления.



Рисунок 1.3.2 – Режимы промывки – зависимость скорости потока БР от частоты вращения БК

В качестве примера, отражающего проблемы регулирования давления в наклонно направленных и БОВ скважинах, рассмотрим расчет изменения ЭЦП в зависимости от длины ствола скважин [31], характеристики которых представлены в таблице 1.3.1 и на рисунке 1.3.3.

Таблица 1.3.1. – Входные параметры

Параметр	Значение	Ед. измерения
Плотность БР	1200	кг/м ³
Диаметр долота	220	мм
Диаметр КНБК	120	мм
Коэф. гидравлического сопротивления	0,02	б/р
Скорость потока	1,2	м/с
Длина по стволу X1	3000	м
Вертикальная глубина X1	3000	м
Длина по стволу X2	4000	м
Вертикальная глубина X2	2000	м

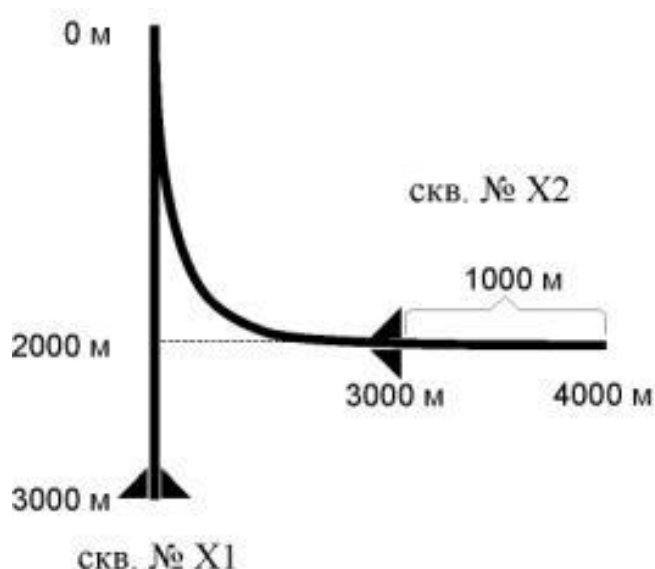


Рисунок 1.3.3 – Схема скважин для сравнение расчетных ЭЦП в скважинах X1 и X2.

Результаты расчетов показали, что ЭЦП в скважине № X1 составляет 1218 кг/м^3 , а в скважине № X2 1235 кг/м^3 . Разница ЭЦП составила 17 кг/м^3 . Можно сказать, что увеличение длины скважины по стволу на 1000 м, при уменьшении вертикальной составляющей на такую же величину, приводит к увеличению ЭЦП на 50% за счет изменения гидродинамической обстановки. Однако данный расчет не отражает изменения ЭЦП, связанные со сложностью интерпретации процессов на забое – накопление шлама, изменение давление в результате движения БК при спускоподъемных операциях (СПО), свабировании/поршневании и др. [31, 32]

Для определения ЭЦП и решения сложностей, связанных с контролем давления в призабойной зоне, в настоящее время широко применяются датчики APWD зарубежных компаний *Schlumberger*, *Weatherford*, *Halliburton*, *OilField Guidance Inc.*, *APS Technology* и др.

Датчик давления APWD повышает эффективность бурения, обеспечивая данные в скважине в реальном времени информация о затрубном давлении, которая позволяет бурильщику принимать более быстрые и правильные решения. Использование датчиков APWD позволяет определить дифференциальное давление, которое используется для контроля крутящего момента ВЗД и мощности.

Резисторные сильфонные датчики–вставки *APWD* (рисунок 1.3.4) используются для измерения забойного давления КП в процессе бурения в инструменте с двойной фиксацией сопротивления и доступны в 3-х диапазонах давлений, соответствующих геолого-техническим условиям скважины.



Рисунок 1.3.4 – Датчик давления в КП *APWD* [88]

В основе датчика *APWD* лежит гидравлический канал связи, поэтому информация в реальном времени не передается, когда буровые насосы отключены. Однако даже без циркуляции датчик может регистрировать давление и передать данные на устье, когда работа насосов будет восстановлена. Необходимо отметить, что каждый раз до и после применения датчиков необходимо проводить калибровку температуры с применением тестера и гидравлические испытания с использованием компрессора, что осложняет процесс эксплуатации датчика *APWD*.

Однако, несмотря на все преимущества, датчик *APWD* не отображает достоверную информацию о значении ЭЦП ввиду того, что устанавливается над стабилизатором, в блоке измерительной аппаратуры *MWD*, расположенным более чем 10 ÷ 20 м от долота (рисунок 1.3.5) [31]. Такая удаленность от долота может снижать значение ЭЦП, в то время как на забое действительное значение ЭЦП может быть значительно выше, измеренного датчиком.

Датчик *APWD* имеет следующие недостатки:

- не является достоверным источником очистки скважин с БОВ;
- определяет ЭЦП лишь с небольшим количеством взвешенного шлама;
- не определяет наличие «шламовой подушки» на нижней стенке скважины.

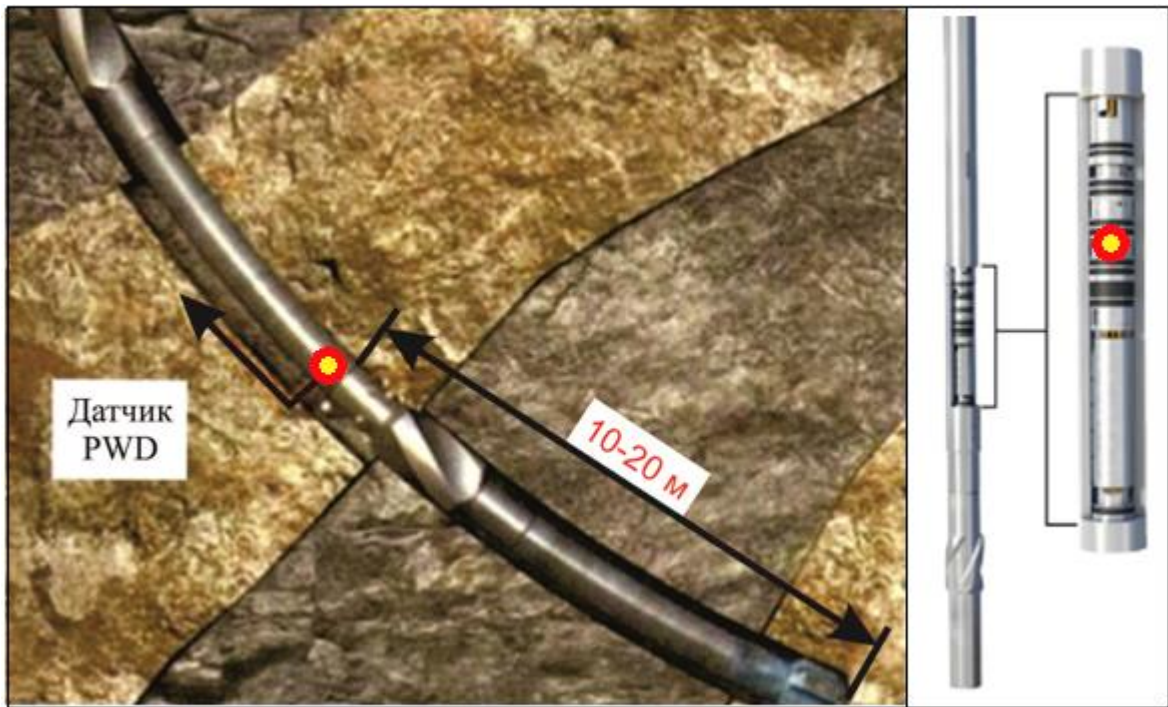


Рисунок 1.3.5 – Место расположения датчика APWD в КНБК

Традиционное вращательное бурение предполагает остановку циркуляции БР, а длительное отсутствие движения БР приводит к осаждению взвешенных частиц на нижнюю стенку скважины и налипанию их на элементы КНБК, что в свою очередь приводит к сужению КП и прихватам бурового инструмента. Поэтому бурильщику необходимо знать достоверное значение ЭЦП и контролировать его не только в процессе бурения, но и проведении наращивания БК и СПО. Резкие изменения ЭЦП, особенно в узком диапазоне допустимых значений давлений поглощения и проявления могут приводить к проникновению БР в породы с последующим ГРП, или вызывать приток флюида и приводить к ГНВП, соответственно [33, 95].

Одним из главных факторов, оказывающим влияние на контроль и регулирование ЭЦП, является механическая скорость бурения. Чем быстрее происходит процесс разрушения горной породы, тем больше количества шлама образуется в единицу времени на забое. Отсюда следует необходимость оперативного контроля и управления параметрами (факторами), влияющими на очистку от шлама, для осуществления безаварийного строительства НН скважин.

1.4 Анализ факторов, влияющих на вынос шлама из НН скважины

Значительное влияние на успешную проводку скважин со сложными траекториями оказывает качество очистки ствола от разрушенной ГП. В НН и ГС шлам выносятся неравномерно, и при не полном выносе часть частиц скапливается на нижней стенке и образует так называемую «шламовую подушку» или «шламовую дюну», а при полном перекрытии КП – «шламовую пробку» (рисунок 1.4.1).

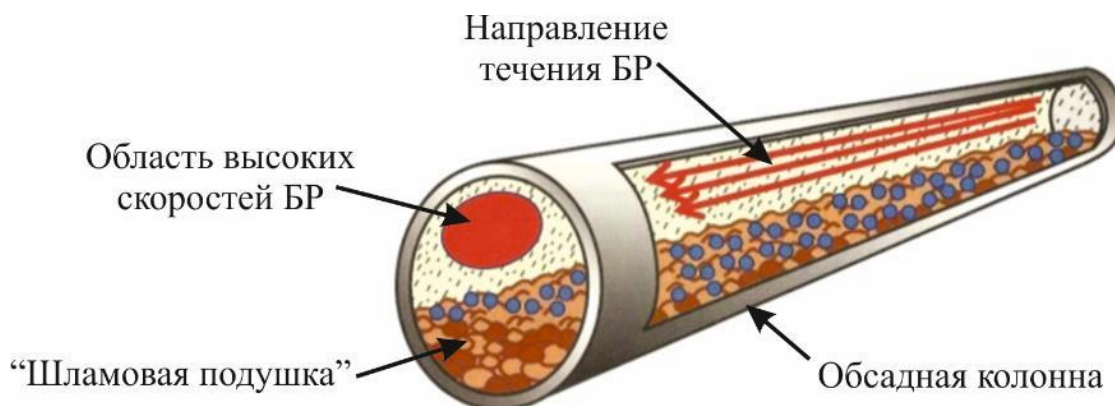


Рисунок 1.4.1 – Поведение шлама в наклонных и горизонтальных скважинах

При образовании шламовой подушки происходит закупоривание КП, сопровождающееся затяжками инструмента, приводящие к прихватам с полной потерей циркуляции и сальникообразованиям.

«Шламовая подушка» состоит из верхнего «подвижного» слоя и нижнего «статического» слоя. При проведении очистки ствола, имеются проблемы, связанные с поведением шлама [90]:

- «статический» слой шлама накапливается до равновесной высоты;
- «статический» слой не размывается, пока не удален вышележащий «подвижный» слой;
- при увеличении проходки «подвижный» слой шлама становится толще, и наоборот;
- «статический» слой не вымывается полностью и СПО проводят через этот слой.

Скопление шлама в скважине приводит к увеличению крутящего момента и аксиального трения БК, что вызывает «подвисание» колонны, снижение осевой

нагрузки на долото, а также сальникообразование, прихваты БК и увеличение ЭЦП.

В вертикальных скважинах около 30 %, а в НН и ГС около 80 % всех прихватов БК связаны с некачественной очисткой ствола скважины от шлама [78].

Первыми хорошо заметными признаками, свидетельствующими о накоплении шлама в стволе, являются значительные колебания и увеличения крутящего момента [51, 117]. Однако при оценке части крутящего момента, возникающего вследствие трения БК о стенки скважины, было определено, что «момент сопротивления существенно меньше момента, развиваемого на долоте (0,154 кН·м против 5 кН·м). А поскольку на коэффициент трения влияют в основном свойства раствора, а показатели шлама влияют мало, то следует предполагать, что при отсутствии прихвата накопление шлама незначительно изменит крутящий момент и почти не отразится на показаниях датчика момента» [23].

«Шлам в начальной стадии накопления проницаем и мало влияет на свойства фильтрационной корки в случаях возникновения дифференциального прихвата (когда максимально возможный момент сопротивления уже сравним с моментом на долоте и равен 6,3 кН·м). Однако он может способствовать экранированию глинистой корки и этим повышать прихватоопасность. На это обстоятельство ориентированы попытки использовать датчик крутящего момента на долоте в качестве одного из средств выявления зашламованности, но, учитывая, что на величину крутящего момента более значительное влияние оказывают свойства разбуриваемых пород, износ долота, геометрия ствола и свойства БР, то контроль крутящего момента оказывается довольно не точным методом оценки наличия шлама в НН и ГС» [23].

По мнению ряда авторов [23, 75, 78, 117], «возрастание величины момента более уверенно можно связать с зашламованием ствола скважины при одновременном возрастании забойного давления». Однако высокая стоимость и малая распространенность в отечественном производстве систем измерения забойного давления (датчики *APWD*) затрудняют раннее обнаружение

некачественной очистки ствола. А по величине большего и менее постоянного давления на стояке затрудняется выявление относительно небольших изменений забойного давления.

Вынос частиц разрушенной породы является одной из важнейших задач в процессе строительства скважин. Однако при бурении НН и ГС обеспечение выноса шлама является более сложной задачей [112], требующей учета различных факторов, оказывающих влияние на качество очистки.

Основным условием выноса шлама при строительстве вертикальных скважин является превышение скорости восходящего потока над скоростью оседания твердых частиц в БР. Однако, при проводке сложных профилей на наклонных участках формируются слои шлама и наблюдается ускоренное оседание частиц (эффект Бойкота) [51]. Условие превышения скорости становится недостаточным, что требует учёта факторов, в число которых входят, как регулируемые (объемный расход и свойства БР, частота вращения БК и др.), так и нерегулируемые факторы (зенитный угол скважины, профиль и геометрия ствола и др.). Факторы, влияющие на эффективность очистки скважины от шлама, можно разделить на 4 группы (рисунок 1.4.2).



Рисунок 1.4.2 – Факторы, влияющие на вынос шлама из НН и ГС

Все факторы, указанные на рисунке 1.4.2, в разной степени влияют на качество очистки НН и ГС. Рассмотрим подробно наиболее значимые факторы.

Профиль скважины и зенитный угол. Профиль оказывает наибольшее влияние на вынос шлама. Увеличение зенитного угла меняет направление оседания частиц от аксиального к радиальному, что снижает эффективность выноса и приводит к накоплению шлама на нижней стенке скважины [46]. Соответствие профиля проектному является одной из первостепенных задач при проводке скважины, а значит, данный фактор регулировать не представляется возможным [51].

В разных литературных источниках выделяют 3-4 зоны зенитного угла скважины, которые характеризуются различной степенью сложности очистки от шлама. Так, например, экспериментами «*Drilling Fluids M-I SWACO*» (*Schlumberger*) по влиянию профиля и геометрии скважины на вынос частиц шлама было выявлено 4 области, на основе зенитного угла (рисунок 1.4.3) [98].

В вертикальных и почти вертикальных скважинах шламовые подушки не образуются, однако неправильный режим очистки ствола от частиц шлама может привести к зашламованию, вплоть до полного перекрытия КП и образования шламовой пробки [127].

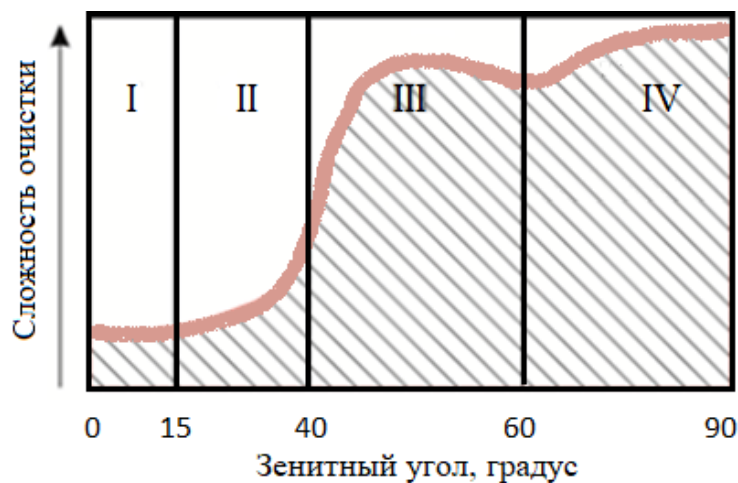


Рисунок 1.4.3 – Зависимость сложности выноса шлама от зенитного угла, 4 зоны:

I зона – 0 - 15°; II зона – 15 - 40°; III зона – 40 - 60°; IV зона – 60 - 90°

Данные диапазоны являются приблизительными, ведь на них также оказывает влияние устойчивость стенок скважины, кавернозность, свойства частиц шлама, свойства бурового раствора и др.

В наклонно-направленных скважинах промежуточный диапазон (интервал 30 - 60°), как правило, наиболее сложен для очистки. Это связано с тем, что

частицы шлама могут скользить или «оседать» в направлении, противоположном направлению потока – лавинообразование (рисунок 1.4.4). Тенденция скольжения частиц начинает рассеиваться под углами, превышающими 60° , вследствие соответствующего уменьшения гравитационного вектора силы [37, 49, 51, 78].

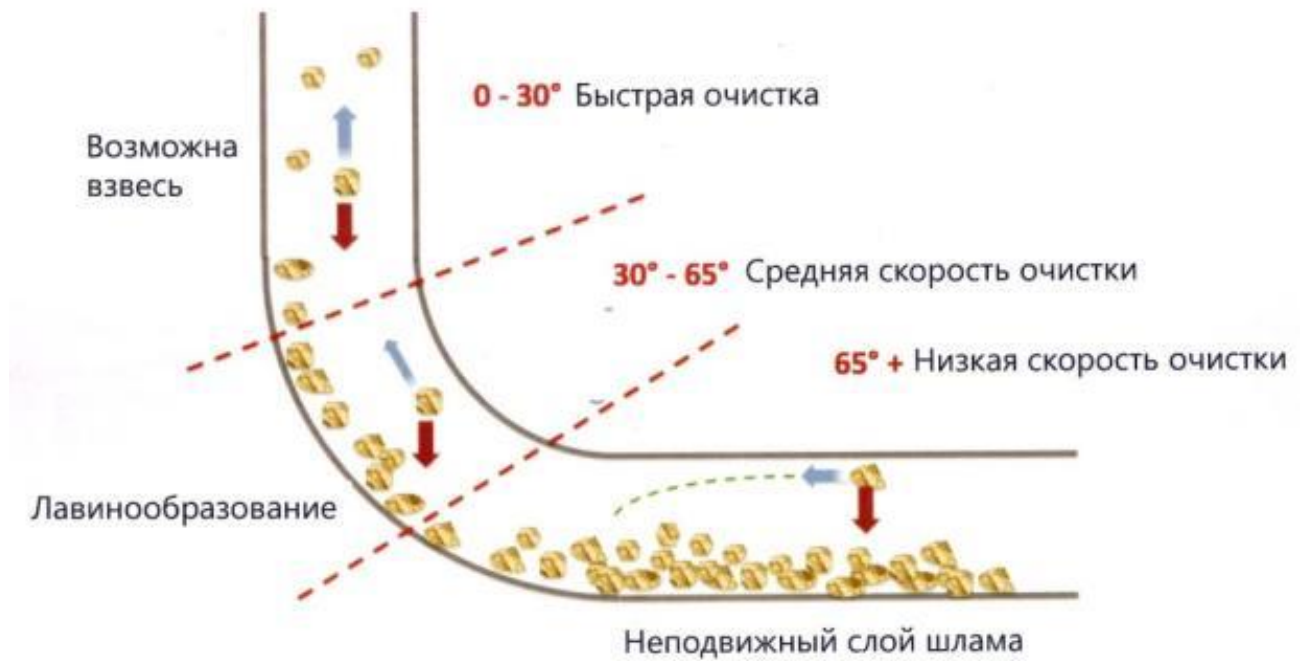


Рисунок 1.4.4 – Поведение шлама при различных зенитных углах (3 зоны)

В зависимости от профиля, все зоны зенитных углов могут сосуществовать в одной и той же скважине. В большинстве случаев свойства очистного агента и технология бурения должны стремиться минимизировать проблемы выноса шлама в наиболее критическом интервале $30 \div 60^\circ$. Необходимо отметить, что факторы, влияющие на очистку скважины, считающиеся оптимальными для одного интервала, могут быть неадекватными для другого интервала [4, 48, 72, 98].

Расход БР и режим течения в КП. Согласно известной теории Риттингера считается, что скорость потока БР в КП является ключевым фактором очистки ствола скважины, однако, «для более глубокого понимания процесса очистки НН и ГС, необходимо различать расход БР и скорость БР в КП. Зачастую эти два термина используют как синонимы, но между ними есть важное различие: скорость потока в КП $U_{\text{КП}}$ равна расходу БР, отнесённому к площади» (1.6) [56]:

$$U_{\text{КП}} = Q/F_{\text{КП}}, \quad (1.6)$$

где Q – расход БР, м³/с;

$F_{\text{КП}}$ – площадь КП, м².

Если в вертикальной скважине площадь КП остается относительно постоянной, по отношению к расходу, то в НН и ГС площадь КП зависит от расхода и изменяется вместе с высотой слоя шлама на нижней стенке скважины. Поэтому важным параметром при регулировании расхода является «критическая скорость». Это скорость потока БР, достаточная для прекращения осаждения частиц шлама. Однако зачастую невозможно достичь таких скоростей потока ввиду ограничений по давлению и объему.

По мере осаждения частиц и образования слоев, площадь КП уменьшается и местная скорость потока в КП возрастает. С течением времени эта скорость достигает критического значения и в КП устанавливается равновесный режим между осаждением частиц и эрозией слоёв шлама. При увеличении расхода БР начнется разрушение слоя и этот процесс будет продолжаться до восстановления критической скорости, которая зависит от зенитного угла, свойств БР и частиц шлама. Очевидным является то, что при высоком расходе БР критическая скорость будет достигаться в местах с более тонкими слоями шлама.

На рисунке 1.4.5 представлены: зависимость толщины слоя шлама (а) и показателя качества очистки (б) от расхода БР.

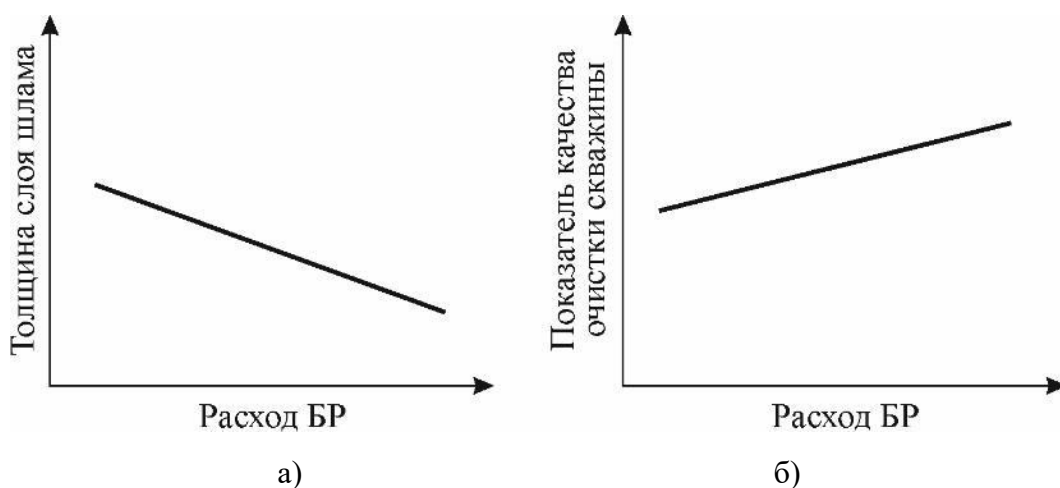


Рисунок 1.4.5 – Зависимость толщины слоя шлама (а) и показателя качества очистки (б) от расхода БР [47]

«Критическая скорость, при которой прекращается осаждение шлама, представляет собой минимальную скорость транспортирования (MTV), при

которой шлам переходит во взвешенное состояние» [56] и вовлекается в основной поток для дальнейшего выноса на дневную поверхность.

В работах [99, 131] установлено, что скорость потока в КП и плотность БР оказывают значительное влияние на формирование толщины шламового слоя, в то время как реология БР и эксцентриситет БК оказывают меньшее влияние. Также авторы утверждают, что повышение скорости потока в КП менее эффективно при ламинарном течении, в отличие от турбулентного, ввиду того, что более быстрое осаждение шлама вследствие разжижения БР при сдвиге компенсируется более высокой скоростью транспортирования частиц в потоке.

Особое внимание требуется уделить режиму течения в КП. Как говорилось в разделе 1.2, существуют принципиально различные режимы течения БР, характеризующиеся критерием Рейнольдса.

Согласно авторам [51, 98], толщина слоя шлама значительно уменьшается при уменьшении вязкости для зенитных углов более 45° . Установлено, что БР высокой вязкости, образующие структурное течение, и очень низкой вязкости, образующие турбулентное течение, очищают скважину лучше, чем БР средней вязкости, режим течения которых ламинарный.

Экспериментальными исследованиями установлено, что при отсутствии вращения БК и ламинарном режиме течения, в скважине всегда будут формироваться слои шлама, не зависимо от расхода БР.

Свойства БР. Подробно о типах и свойствах БР было сказано в разделе 1.2, однако здесь стоит уделить внимание влиянию параметров БР на вынос шлама.

Как в вертикальных скважинах, так и в НН и ГС, «концентрация шлама всегда уменьшается при увеличении плотности БР. При больших зенитных углах увеличение плотности БР способствует увеличению количества вынесенного шлама благодаря уменьшению действия эффекта Бойкотта, в результате чего слои шлама более оживлены и менее плотно упакованы. Роль плотности БР в передаче момента количества движения от БР к шламу остается неизменной, независимо от величины зенитного угла» [51]

Экспериментальными работами [93] определено влияние плотности БР на формирование слоев шлама в скважине. Установлено, что при большей плотности БР соскальзывание и лавинообразование частиц шлама в слое происходило реже, а слои БР ожигены в большей степени и легче подвергаются разрушению. Также было установлено, что минимальная скорость, при которой начинается движение шлама в слое, уменьшается с увеличением плотности БР.

В общем, увеличение плотности БР облегчает разрушением слоев шлама, однако на транспорт частиц влияют и другие параметры БР, такие как ДНС, вязкость и разжижение при сдвиге (СНС).

Увеличение ДНС в вертикальной скважине приводит к улучшению очистки от шлама, а в НН скважине обычно приводит к противоположному результату. Причина этого кроется в том, что вязкий БР не способен легко проникать в слои шлама, в отличие от маловязкого раствора. Также причиной такого эффекта является искажение профиля скоростей потока при ламинарном течении, вызванное эксцентричным расположением БК в скважине [93].

Авторы работы [56] пришли к выводу, что «при использовании менее вязких жидкостей, скорость потока под БК, расположенной эксцентрично, будет выше. На примере модели Гершеля-Балкли (1.4) было установлено, что качество очистки участков больших зенитных углов повышается при увеличении показателя поведения (n), а также при уменьшении ДНС и пластической вязкости. Вследствие высокой вязкости БР, поток будет отклоняться в КП над БК, в результате чего снизится скорость в пространстве над слоем шлама».

Еще одним свойством БР, которое оказывает влияние на вынос шлама, является «способность к разжижению при сдвиге». Благодаря этой способности, «вязкость БР меньше у стенки скважины, где скорость сдвига имеет наибольшее значение, и наоборот, вязкость БР больше в основном потоке, где скорость сдвига имеет наименьшее значение. Установлено, что очистка скважины под эксцентрично расположенной БК происходит эффективнее с улучшением способности БР к разжижению при сдвиге» [51].

Экспериментами [130] установлено, что при использовании высоковязких БР вращение бурильной колонны требуется в большей степени и оказывает значительный эффект, чем при использовании маловязких растворов.

Шлам и слой шлама. Характеристики шлама и режим транспортирования его на дневную поверхность зависят от состава и свойств разбуриваемых пород, режима эксплуатации и характеристик ПРИ, а также геометрии скважины и других менее значимых параметров.

«Крупные частицы разрушенной породы имеют большую площадь и шероховатость, поэтому коэффициент трения для них будет больше. Очень мелкие частицы (иловатые) могут сильно прилипать друг к другу, что связано с большим отношением площади поверхности к массе, вследствие чего заметно проявляются адгезивные свойства БР и происходит их слипание. Так же как частицы барита выпадают из БР в осадок на дно приемной емкости, так и частицы шлама, размер которых сопоставим с размером частиц ила, образуют похожий на мягкую породу осадок, способный сопротивляться эрозии» [56].

С увеличением размера и плотности частиц шлама увеличивается конечная скорость оседания, которая также возрастает «по мере приближения формы частиц разрушенной породы к сферической форме. Крупные частицы перемещаются к стенке потока, в зону низких скоростей, следовательно, для обеспечения высокого качества очистки, эффективность очистки должна возрастать с увеличением размера частиц» [56].

«Форма и тип частиц шлама оказывает влияние на способность раствора к разжижению при сдвиге» [56]. Сферические частицы снижают разжижающую способность, а плоские частицы будут постепенно выравниваться согласно направлению потока, что приводит к уменьшению вязкости.

При увеличении концентрации шлама частицы в потоке взаимодействуют друг с другом, что приводит к смещению (заострению – вытягиванию) профиля потока, увеличению трения и концентрации шлама близ стенок скважины.

Разные ученые, в зависимости от режима промывки и свойств БР, выделяют разное количество режимов транспортирования шлама. Так, например, А. Гула и др. [101] выделяют 4 режима (рисунок 1.4.6):

- 1 – стратифицированный (разделённый) поток;
- 2 – пузырьчатый (пробковый) поток;
- 3 – глобулярный (со сплошным перекрытием КП);
- 4 – гребешковый (волново-кольцевой) поток.

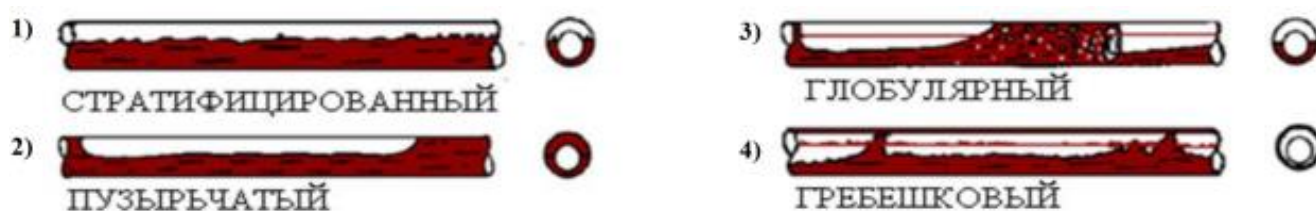


Рисунок 1.4.6 – Структуры потока БР обогащенного шламом, согласно А.Гула [101]:

1-стратифицированный; 2-пузырчатый; 3-глобулярный; 4-гребешковый

Американскими исследователями [99] выделено 7 различных режимов течения, подразделяющихся на 2 группы: перемещение частиц в суспензии и в слое (рисунок 1.4.7).

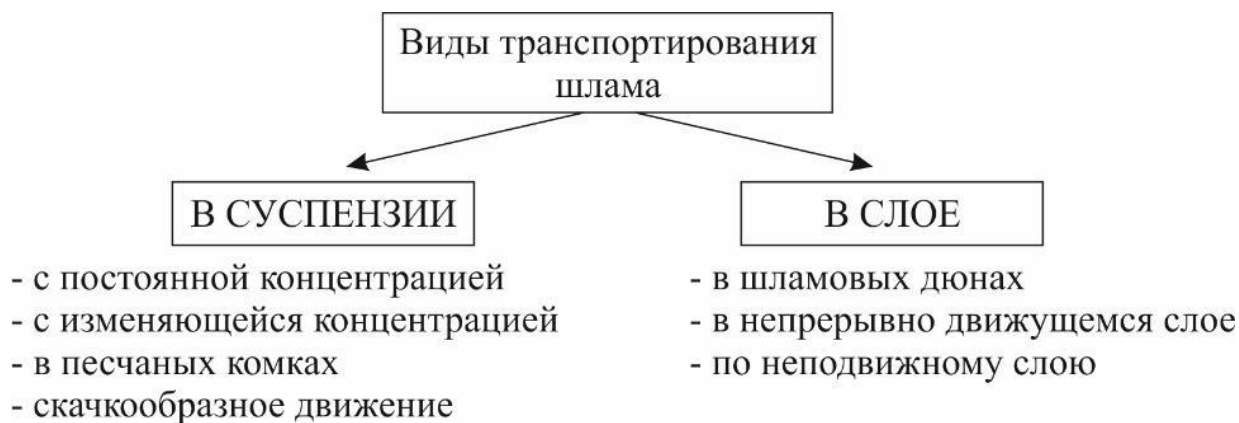


Рисунок 1.4.7 – Режимы транспортирования шлама согласно Дж.Форду [97]

Подробнее рассмотрим режимы транспортировки шлама в суспензии [51, 99]. «Наиболее эффективным режимом является «в суспензии с постоянной концентрацией» (рисунок 1.4.8, а), когда частицы равномерно распределены в КП. Такой режим можно наблюдать при движении мелких частиц в вертикальном участке ствола, а также при турбулентном течении на участках с большими зенитными углами с одновременным вращением БК» [51].

«Вторым по эффективности является режим «в суспензии с изменяющейся концентрацией» (рисунок 1.4.8, б), когда частицы шлама ещё находятся во взвешенном состоянии, но в большей степени находятся у нижней стенки скважины. Такой режим наблюдается при циркуляции тяжелого шлама на участках с небольшими зенитными углами, а также на сильнонаклонных участках при условии, что осуществляется вращение БК и поток БР обладает достаточной энергией для выноса» [51].

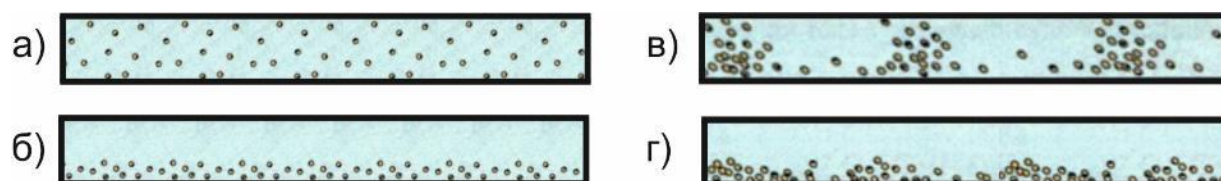


Рисунок 1.4.8 – Транспортирование шлама в суспензии: а) с постоянной концентрацией; б) с изменяющейся концентрацией; в) в песчаных комках; г) скачкообразное движение

«Режим транспортирования шлама «в песчаных комках» (рисунок 1.4.8, в) характеризуется частицами, находящимися во взвешенном состоянии и образующими «комки», в которых эти частицы движутся приблизительно с одинаковой скоростью» [51].

«Режим «скачкообразного движения» (рисунок 1.4.8, г) наблюдается тогда, когда шлам всё еще находится во взвешенном состоянии, но уже с трудом удерживается в потоке, и частицы периодически соударяются со стенкой скважины и вновь возвращаются в поток. Такой режим имеет плавающие границы, от «преимущественно взвешенного», когда большая часть частиц находится во взвешенном состоянии, до «преимущественно контактного», когда большая часть частиц соударяется со стенкой» [51].

«Перемещение частиц шлама, находящихся во взвешенном состоянии в суспензии, происходит вдоль стенки скважины и с гораздо большей скоростью, в отличие от перемещения в движущемся слое, когда частицы находятся в контакте с нижней стенкой. При движении с контактом со стенкой скважины шлам перекатывается или скользит по нижней стенке с намного более низкой скоростью, поэтому режим транспортирования в суспензии является наиболее

желательным, хотя обеспечить его при больших зенитных углах достаточно сложно» [51].

При транспортировании шлама в слое в режиме «в шламовых дюнах» (рисунок 1.4.9, а), частицы, расположенные в верхней части слоя, «прыжками» перекатываются через нижний неподвижный слой, однако при наблюдении создается эффект перекатывания всей дюны.

В режиме «в непрерывно движущемся слое» (рисунок 1.4.9, б) частицы шлама перекатываются и скользят по нижней стенке скважины в тонком слое с разными скоростями.

Режим «по неподвижному слою» (рисунок 1.4.9, в) «является наименее эффективным режимом транспорта шлама. Данный режим наблюдается, когда сформирован толстый шламовый слой с неподвижной внутренней частью, а частицы верхней части слоя способны перекатываться вперед» [51].

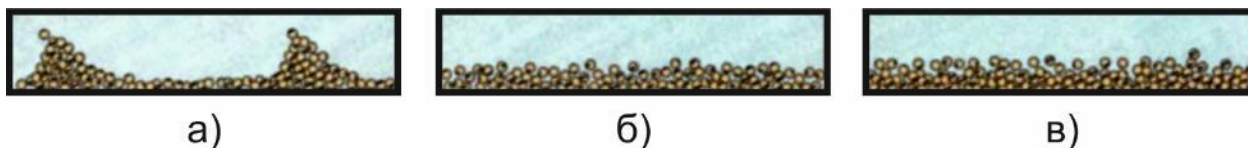


Рисунок 1.4.9 – Транспортирование шлама в слое: а) в шламовых дюнах; б) в непрерывно движущемся слое; в) по неподвижному слою.

Неподвижные шламовые слои образуются при зенитных углах более 65° , а при меньших значениях зенитного угла чаще всего встречаются режимы «в шламовых дюнах» и «в непрерывно движущемся слое». Основные акценты при транспорте шлама делаются на способность потока удерживать частицы во взвешенном состоянии и способность выносить их на дневную поверхность, избегая соскальзывания и лавинообразного движения частиц.

Скорость проходки. Данный фактор оказывает влияние на размер и количество шлама, однако никак не влияет на толщину шламового слоя.

«Критическая скорость проходки, при которой прекращается увеличение толщины слоя разрушенных частиц не изменяется с изменением скорости поступления шлама, а значит и сама толщина «шламовой подушки» не изменяется. Количество шлама, образующееся в процессе разрушения, может

увеличиваться, однако весь этот шлам будет транспортироваться во взвешенном состоянии над неподвижным слоем «шламовой подушки».

Тем не менее, скорость проходки может влиять на качество очистки на слабонаклонных и вертикальных участках. При прекращении бурения, субвертикальный интервал становится чистым, о чем соответствуют чистые выбросита. Однако, в то же время на наклонных и горизонтальных участках толщина слоя шлама не изменится, а чистые выбросита перестают быть показателем хорошей очистки» [51].

Для удаления шлама из наклонных участков и перемещения его в вертикальный участок необходимо применять дополнительное воздействие на «шламовую подушку».

Вращение и эксцентриситет БК в скважине. Вращение БК и её расположение относительно оси скважины оказывают значительное влияние на транспорт шлама и будут описаны далее в разделе 1.5.

1.5 Анализ влияния вращения и эксцентричного положения БК в скважине на очистку НН скважин от шлама

Вращение БК, а также её положение относительно оси скважины оказывают значительное влияние на процесс транспортирования шлама.

При концентричном расположении БК (рисунок 1.5.1, а), когда скорость движения бурового раствора и энергия, обеспечивающая вынос шлама, равномерно распределены относительно БК, шлам выносится лучше.

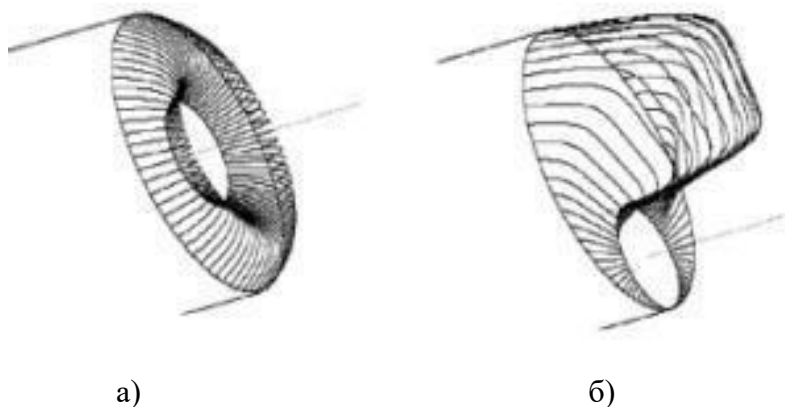


Рисунок 1.5.1 – Концентричный (а) и эксцентричный (б) профили скоростей потока в КП [98]

В случае эксцентричного расположения труб (рисунок 1.5.1, б), когда БК лежит на нижней стенке скважины профиль скоростей имеет смещенную форму, в результате чего максимальная скорость потока достигается в верхней части, над БК (при отсутствии вращения). Частицы шлама накапливаются на нижней стенке скважины, рядом с БК, где поток БР минимален [98]. В случае, когда БК прижата к верхней стенке, эксцентричное расположение не ухудшает качество очистки, поскольку поток не отходит от шлама и частицы движутся вместе с потоком вдоль нижней стенки [51].

При эксцентричном расположении БК вращение имеет большое значение, поднимая шлам с нижней стенки обратно в поток. Таким образом, создаётся спиральная структура потока, которая может быть весьма эффективной, даже при низких скоростях течения БР. Однако нет оснований полагать, что с вращением БК шлам будет выноситься полностью.

Эффект от вращения БК возрастает с увеличением зенитного угла. При умеренных зенитных углах слои шлама разрыхлены и легко поддаются разрушению, даже при незначительных частотах вращения БК. Однако с ростом зенитных углов, когда шлам оседает на нижней стенке и становится «упакованным», необходимо вращение БК, обеспечивающее разрушение «шламовой подушки», взмучивание частиц и вовлечение их в общий поток.

С увеличением расхода БР снижается влияние вращения БК на качество очистки, ввиду уменьшения толщины слоев «шламовой подушки» вследствие размыва потоком.

При увеличении ДНС эффект вращения БК выражается сильнее, поскольку высоковязкие БР не способны легко проникать в слои шлама и для перемещения осевших частиц требуется механическое вращательное воздействие БК.

Влияние вращения БК на транспорт шлама также зависит от размера частиц разрушенной породы. Мелкие частицы лучше взмучиваются, что связано с большим отношением площади поверхности труб к массе шлама и адгезивными свойствами БР, вследствие чего происходит слипание частиц.

Необходимо отметить, что существуют условия, при которых вращение не окажет особого влияния на профиль потока: турбулентный поток, концентрическая труба, низкая вязкость БР, а также при колтюбинговом бурении и бурении с набором угла [51, 98].

Для более детального рассмотрения вопроса влияния эксцентриситета БК на вынос шлама требуется уделить внимание поведению БК в скважине при её работе в НДС.

1.5.1 Напряжения, действующие на БК при роторном бурении

Бурильная колонна – сборка различного бурильного инструмента, состоящего в основном из бурильных труб, соединенных между собой. БК предназначена для передачи осевой нагрузки на ПРИ, гидравлической энергии к ВЗД, БР на забой для очистки от разрушенной породы, а также для управления траекторией скважины. В процессе бурения БК испытывает различные динамические нагрузки (рисунок 1.5.2), в результате действия которых, крайне сложно определить поведение БК в скважине [15, 68].



Рисунок 1.5.2 – Динамические нагрузки, действующие на БК в скважине

Подробнее рассмотрим характер работы колонны бурильных труб. БК передает к забою осевые силы, крутящий момент и воспринимает поперечные нагрузки. Определить величину напряжений в теле БК и допустимые напряжения можно, зная величину и характер действующих сил, пространственную форму БК и условия работы в скважине.

В процессе бурения нижняя часть БК создает осевую нагрузку на забой и находится в сжатом состоянии, а верхняя часть БК, выше нулевого сечения, находится в растянутом состоянии. Колонна испытывает осевые напряжения растяжения и сжатия, на соответствующих участках. Максимальные напряжения от действия осевых нагрузок возникают лишь в аварийных ситуациях, например,

при подъеме прихваченной БК или при ударе БК о забой, вследствие падения в скважину [35].

Большие напряжения возникают в растянутой части, у устья скважины, при подъеме БК с вращением [89]. Максимальные усилия определяются величиной веса на крюке, а опасным сечением, чаще всего, является сечение по первой полной нити резьбы, находящейся в зацеплении. В сжатой части, при бурении, напряжения сжатия определяются нагрузкой на ПРИ [80].

Изгиб БК является двухфакторным напряжением, который является результатом потери прямолинейной устойчивости (потеря устойчивой формы равновесия) под действием осевых и поперечных сил, а также связан с работой колонны в криволинейном стволе скважины [80].

При вращении БК в искривленном стволе напряжения изгиба всегда переменны, вследствие перемещения БК вокруг оси скважины, и возникают в зоне изгибных колебаний, причем число циклов напряжений определяется частотой колебаний. В первом приближении, в расчете амплитуды перемещений и величины изгибающего момента для зон около нулевого сечения, можно принимать длину колеблющегося участка равной критической длине участка БК $l_{кр}$. Однако, при изменении окружной скорости вращения центра тяжести участка БК, вызванного наличием сил трения и стремлении к движению с качением, величина центробежных сил изменится и произойдет нарушение устойчивого равновесного состояния при длине изогнутого участка близкого к $l_{кр}$. Поэтому расчёт переменных напряжений от изгиба по $l_{кр}$ при постоянной частоте не верен, хоть и подходит для определения приближенных значений [87, 88].

Напряжения кручения возникают в каждом сечении БК и пропорциональны передаваемому крутящему моменту, достигая максимума у наружной поверхности труб. При резком перемещении колонны, мгновенной остановке, вызванной поломкой устройства подачи или заклиниваем инструмента в скважине, возникают большие динамические напряжения [34, 35].

При пуске ротора, вследствие трения БК о стенки скважины и воздействии крутящего момента на устье, происходит объемная потеря устойчивости –

закручивание в спираль, или спиральный баклинг, шаг которой определяется геометрией скважины и характеристикой бурильного инструмента. При достижении достаточной потенциальной энергии происходит раскрутка спирали, связанная с переходом потенциальной энергии в кинетическую, в результате чего возникают крутильные автоколебания, периодически изменяющие длину БК и вызывающие продольные автоколебания. Совместные удары полуволн колонны приводят к вибрациям, биениям и другим нагрузкам, носящим непредсказуемый и неопределенный характер [76, 80, 87].

Расчетная схема деформаций изгиба, сил трения и крутящих моментов, действующих на БК в процессе комбинированного (ВЗД+ротатор) бурения НН скважин представлена на рисунке 1.5.3 [21].

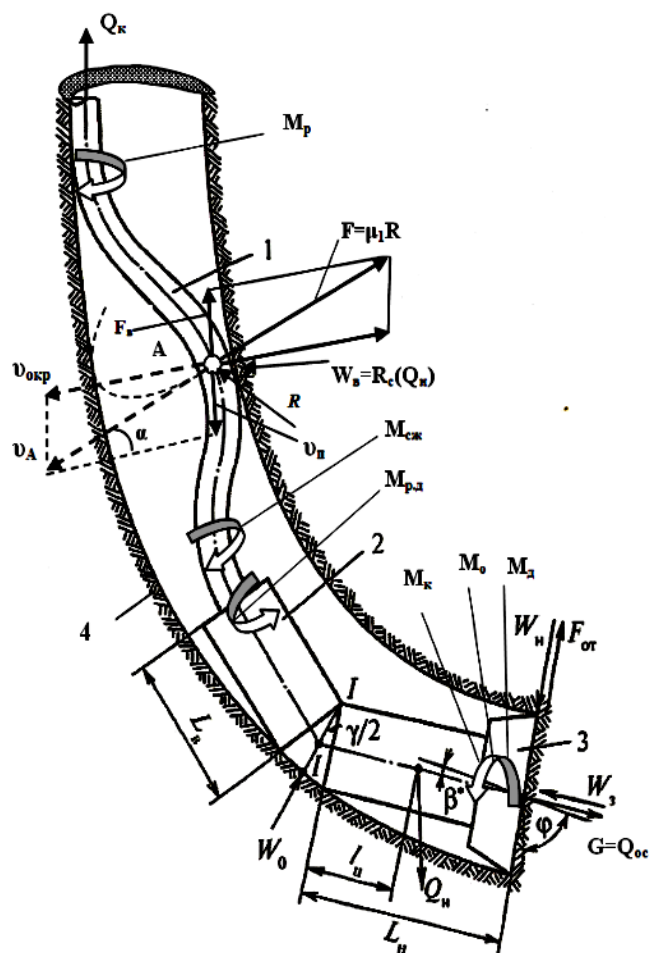


Рисунок 1.5.3 – Расчетная схема деформации изгиба, сил и крутящих моментов при комбинированном способе бурения [21]

«Условные обозначения к рисунку : 1 - БК; 2 - ВЗД; 3 - долото; 4 - скважина; M_p , $M_{сж}$, $M_{р.д}$, $M_{тр.н}$, $M_{кр}$, M_o , M_d – крутящие моменты системы, Н·м;

$G(Q_{oc})$, Q_k - осевая нагрузка и нагрузка на крюке, Н; R - усилия прижатия колонны, Н; F - сила трения, Н; $v_{окр}, v_n$ - окружная и скорость осевого перемещения БК рад/с; F_v - вертикальная составляющая силы трения, Н; $F_{от}$ - отклоняющая сила, Н; W_z - реакция забоя; W_0, W_n, W_e - реакция стенок скважины, Н; φ - зенитный угол, градус; β^* - угол между осями скважины и долота, градус; γ - угол перекося осей скважины секций двигателя, градус» [21].

Известно, что при проводке НН скважин отмечается недохождение нагрузки на долото, что обусловлено трениями БК за счет усилий ее прижатия к стенке скважины. Эти усилия зависят от интенсивности искривления скважины, кривизны труб и эксцентриситета резьбовых соединений, жесткости КБ и соединений, соотношений размеров скважины и бурильных труб (боковой зазор). Усилия прижатия могут колебаться в больших пределах, так как пространственная форма оси БК и интенсивность искривленных участков скважины могут быть любыми. Бурильные трубы располагаются в скважине в любом из многих вероятностных положений, что весьма затрудняет аналитический расчет усилий, действующих на бурильный инструмент [21].

1.5.2 Потеря устойчивости БК

Вопросами устойчивости работы БК в скважине в разное время занимались и продолжают заниматься множество отечественных ученых, таких как Барский И., Быков И.Ю., Горшков Л.К., Григулецкий В.Г., Двойников М.В., Заикин С.Ф., Перминов Б.А., Перминов В.Б., Повалихин А.С., Хегай В.К., Цхадая Н.Д., Юнин Е.К. и др. Зарубежные исследования потери устойчивости БК связаны с именами: Аббасиан Ф., Берт Д.Р., Владжик Н., Гуляев В., Гао Д., Дели Г., Доусон Р., Динник А.Н., Дунаевский В.А., Лю Х., Механд С., Митчел Р.Ф., Паслай П., Хуанг У. и др.

Из сопротивления материалов и теоретической механики, БК может быть представлена в виде прямолинейного гибкого стержня [34, 68], помещенного в цилиндрическое пространство. Наименьшее значение осевой сжимающей силы, способной сохранить стержень в равновесии при нулевом прогибе, называется наименьшей критической силой – $P_{кр}$.

При превышении осевой силы P на величину даже второго порядка малости произойдет потеря устойчивости – стержень изогнется, и прямолинейная форма перестанет быть устойчивой формой равновесия сжатого стержня, т.е. при $P > P_{кр}$. [68]. В данном случае возникнет другая форма равновесия, но уже изогнутого стержня, ограниченная стенками скважины. Бурильная колонна, в таком случае, принимает форму синусоиды, а изгиб называется плоским, или *изгибом I рода (синусоидальный баклинг)* [122].

При последующем осевом нагружении, БК переходит из устойчивой формы синусоиды, в форму пространственной спирали. Такой изгиб называется объемным, или *изгибом II рода (спиральный баклинг)* [121].

Решение задач по проверке сжатых стержней имеет практическую значимость в бурении скважин, поскольку данные о форме устойчивого равновесия БК, о расстояниях между точками контакта «скважина – колонна» на различных участках позволяют получить представление о кривизне БК, напряжениях изгиба и усилия прижатия БК к стенкам скважины [70].

Задачу о потере устойчивости стержня под действием осевых сжимающих сил (рисунок 1.5.4) была решена Л. Эйлером в 1744 г.

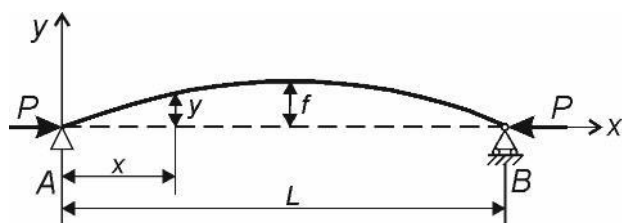


Рисунок 1.5.4 – Потеря устойчивости стержня при действии осевой силы P

Для стержней, с различными условиями закрепления, осевая сила $P_{кр}$, при которой происходит потеря устойчивости, равна:

$$P_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{(\mu l)^2} \quad (1.7)$$

где E – модуль Юнга, Па;

I – полярный момент инерции, м^4 ;

μl – приведенная длина стержня, м.

Значительный вклад в изучение баклинга внес А. Лубинский [115, 116], начав свои исследования в 50-х годах XX в., он впервые рассмотрел плоский изгиб БК в вертикальной скважине и вычислил критическую нагрузку, при которой БК теряет свою устойчивость.

Все математические модели американских специалистов были основаны на плоских статических моделях и оказали значительный вклад в теоретические знания о характере работы БК и искривлении скважины.

В работах [2, 8, 92] проанализированы ошибки А. Лубинского, его коллег и последователей, установлена зависимость устойчивости БК от глубины и распределенной нагрузки собственного веса, а также установлена возможность получения удовлетворительных результатов, используя статистический подход лишь в отдельных случаях, что ограничивает область его применения.

По мнению авторов [9, 10, 124], локальная потеря устойчивости БК вследствие сжимающих нагрузок является наиболее опасным феноменом и сопровождается прогрессирующим ростом прижимающих усилий на контакте «БК – стенка скважины», что приводит к «подвисанию» и заклиниванию колонны.

Согласно рекомендациям [10], «для предотвращения баклинга БК при бурении применяются методы:

- применение жестких компоновок, включая толстостенные трубы, трубы с увеличенным наружным диаметром, а также со специальным оребрением наружной поверхности;
- снижение веса БК на горизонтальном участке;
- снижение сопротивлений при перемещении БК путем улучшения очистки от шлама, включения в компоновку специальных устройств («гидроклин» и др.) и применением увеличенных частот вращения (от 120 об/мин);
- ограничение режимов бурения при «слайдинге» (без вращения БК), применяя РУС при необходимости корректировки траектории ствола.

Вышеуказанные рекомендации, с одной стороны направлены на повышение продольной жесткости, с другой стороны на снижение сопротивлений при

перемещении БК. Однако, не сложно заметить, что приведенные рекомендации содержат противоречивые требования – увеличение жесткости колонны связано с увеличением её веса, что в свою очередь приводит к росту сопротивлений перемещению и вращению БК. Кроме этого, увеличенные частоты вращения БК вызывают повышенный износ труб и их соединений, что снижает их эксплуатационную долговечность» [10].

Теоретическими исследованиями [136, 137] доказано, что продольная устойчивость БК может быть охарактеризована критическими сжимающими усилиями R_{sin} и R_{hel} , превышение которых приводит к изменению пространственной формы БК и формированию синусоидального и спирального изгибов, соответственно. Было доказано, что критические силы на прямолинейных участках гораздо ниже, чем на интервалах искривления скважины. Отсюда следует, что для оценки продольной устойчивости БК достаточно определить критические силы на прямолинейных участках ствола.

«Также было установлено, что квадраты критических усилий баклинга БК прямо пропорционально зависят от синуса угла наклона прямолинейного участка ствола, жесткости и удельного веса БК в жидкости, и обратно пропорциональны радиальному зазору между БК и скважиной» [10].

Данные зависимости лежат в основе практически всего известного ПО для расчетов НДС БК и при моделировании баклинга (ПО *Maurer, Landmark, Pegas*). Основным недостатком моделей, применяемых в этих ПО, является отсутствие учета длины и конфигурации наружной поверхности труб, геометрии замков и фактической формы радиального зазора между БК и стенкой скважины. В то же время, на практике установлено, что снижение расстояния между замками, наличие протекторного утолщения на трубах, а тем более спиральное оребрение значительно увеличивает продольную устойчивость БК [9].

Теоретическими исследованиями, проводимыми в компании *Weatherford* [28, 135], было «установлено увеличение продольной устойчивости БК более чем на 25% за счет уменьшения рабочей длины трубы в 1,5 раза» [10], а оборудование труб оребрением (протекторами) еще сильнее повышает устойчивость труб.

1.5.3 Анализ результатов исследований феномена баклинга

Изгиб БК в скважине является весьма актуальной темой исследования во всем мире. До сегодняшнего дня было проведено и продолжают проводиться множество как теоретических, так и экспериментальных исследований изгиба колонны бурильных труб.

Анализ предшествующих исследований изгиба БК показал, что вопрос изучения феномена баклинга развивался по трём следующим направлениям:

- 1) Исследования критической нагрузки и формы потери устойчивости БК при разных режимах изгиба в скважинах: вертикальных [108, 115], горизонтальных [124], наклонных прямолинейных [118, 134] и наклонных криволинейных [136, 137];
- 2) Исследования влияния крутящего момента, граничных условий [105, 115, 116], сил трения, муфтовых соединений [106, 107, 122] и др.;
- 3) Исследования с применением различных методов: модель колонны-балки [124], метод дифференциальных уравнений [119], энергетический метод [120] и др.

Среди основных методов исследования продольной потери устойчивости стержней в ограниченных условиях можно выделить три: метод классических дифференциальных уравнений, метод конечных элементов и энергетический метод.

В связи с высоким уровнем развития вычислительной техники, в настоящее время исследования феномена баклинга, в подавляющем большинстве случаев, проводятся в программных компьютерных средах с широким набором функций и сложным математическим аппаратом [102, 108]. Однако существуют редкие, несущие большую ценность, натурные исследования баклинга, проводимые на среднемасштабных [128] (рисунок 1.5.5, а) и крупномасштабных [123] (рисунок 1.5.5, б) экспериментальных стендах, в ходе которых после изменения НДС стержня (полого вала) измеряют результирующие параметры (прижимающие усилия, продольные и поперечные перемещения и др.) с последующим установлением математических зависимостей и закономерностей.

Учитывая тот факт, что влияние баклинга БК на разрушение застойных шламовых структур и очистку скважин от шлама ни в одной из существующих исследовательских работ не рассматривалось, можно предположить, что технология управляемого изгиба БК может стать перспективным направлением в будущем. Однако, для понимания процесса разрушения застойных шламовых зон, необходимо рассмотреть существующие методы борьбы со шламовыми подушками.



а)



б)

Рисунок 1.5.5 – Натурные экспериментальные исследования баклинга БК:
а) среднемасштабный стенд (F. Ren и др., 2017) [128]; б) крупномасштабный
стенд (S. Mitchell и др., 2011) [123]

1.6 Анализ технических средств, повышающих качество очистки скважины от шлама

В настоящее время в нефтегазовой промышленности применяется большое количество технических средств, повышающих качество очистки скважины от выбуренной породы. Среди таких устройств можно выделить два основных типа:

- 1) циркуляционные переводники на базе толстостенных бурильных труб (ТБТ), приводимые в действие при помощи шаровых клапанов;
- 2) лопастные элементы, контактирующие со «шламовой подушкой» и перемещающие частицы ГП в область повышенных скоростей потока БР.

Примером технического средства первого типа является буровой клапан «*Well Commander*» компании *Schlumberger* (США), представляющий собой циркуляционный переводник с частичным отводом проходящего сквозь него потока, устанавливаемый выше блоков *MWD* и *LWD* в КНБК. Данный тип устройств используется для создания дополнительных периферийных зон циркуляции БР. Результатом применения этого клапана являлось увеличение затрубных скоростей потока, способствующих более эффективной очистке от шлама [4, 37, 60].

Еще одним аналогичным устройством является многократно активируемый циркуляционный переводник фирмы *Drilling System Int.* (ОАЭ), устанавливаемый в составе БК в зонах потенциального образования шламовых подушек, предназначенный для закачки жидкостей, закупоривающих зоны поглощения, и для увеличения скорости циркуляции в сильно искривленных скважинах [4, 60].

Известны результаты применения устройств – цельных компонентов БК «*CBI*» (*Cutting Bed Impeller*), являющихся циркуляционными фрезерными переводниками, состоящими из короткого сердечника и не имеющего движущихся частей (рисунок 1.6.1). Наличие фрезерованной канавки специальной формы, обеспечивает страгивание шламовой подушки с нижней части трубы. Такие переводники устанавливаются на определенном расстоянии друг от друга и позволяют снизить крутящий момент, плавно восстанавливать циркуляцию, увеличивать проходку на долото, а также гасить вибрационные нагрузки, выполняя функцию демпфера. Стоит отметить, что такие циркуляционные переводники могут привести к поглощению БР из-за образования зон локального размыва стенок скважины при течении раствора через циркуляционные отверстия [96].

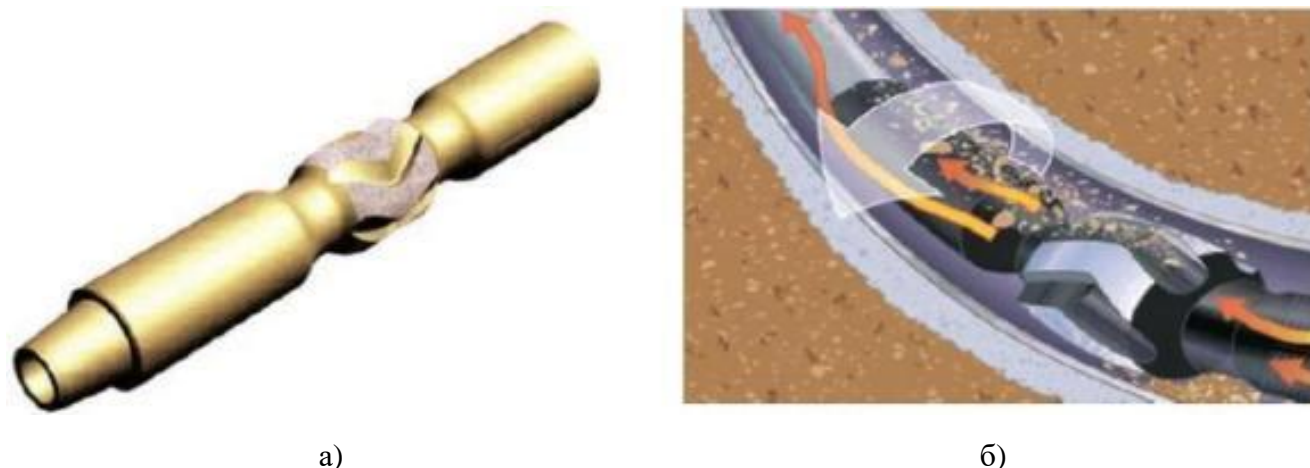


Рисунок 1.6.1 – Общий вид (а) и концептуальная схема работы (б) «CBI» [96]

В число специальных технических средств, предназначенных для борьбы со «шламовыми подушками», входят и специальные бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками за счет наличия выточенных канавок и выступов. Зарубежные компании *Paradigm Oilfield Services*, *Halliburton*, *Vam Drilling* поставляют трубы системы «Hydroclean» (рисунок 1.6.2) для применения на участках с большими зенитными углами ($35 \div 65^\circ$) и при значительных образованиях шламовых застойных зон. Трубы устанавливаются на места обычных ТБТ и позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения. Угол расположения лопастей обеспечивает взрыхление шлама, а спиральные лопасти поднимают частицы и перемещают их в зону высоких скоростей КП [4, 13].



Рисунок 1.6.2 – Принцип работы усовершенствованной бурильной трубы «Hydroclean» [13]

В Кубанском государственном технологическом университете разработано устройство – калибратор-интенсификатор (рисунок 1.27), предназначенный для повышения эффективности транспорта шлама. Данное устройство устанавливается над долотом и работает как винтовой шламовый насос, способствующий отрыву частиц от стенок и исключаящий вторичное измельчение шлама. Испытанные в Волгоградском УБР калибраторы-интенсификаторы показали позитивный результат – увеличение скорости проходки на 8 - 16%, что позволяет сделать вывод о рациональности применения устройств такого типа [37].

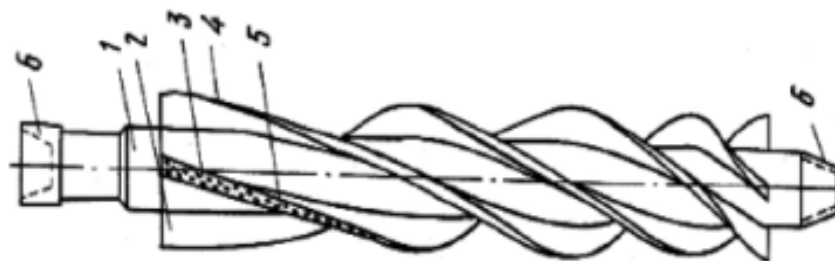


Рисунок 1.6.3 – Калибратор-интенсификатор: 1 – корпус; 2 и 4 – спиральные лопасти; 3 и 5 – твердосплавные материалы; 6 – резьбы [37]

Устройства с лопастными элементами, выполненные на базе ТБТ, являются достаточно надежными для удаления шламовых подушек и поднятия шлама в область высоких скоростей циркуляции БР, однако возникает вопрос об

эффективности их работы при бурении с забойным двигателем, когда отсутствует вращение всей БК.

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработано устройство – вращающийся турбулизатор (рисунок 1.6.4), позволяющий поддержать высокий уровень очистки скважины при отсутствии вращения БК. Вращение втулки устройства обеспечивается за счет взаимодействия БР с турбинными секциями. Рабочие лопасти контактируют со «шламовой подушкой», взрыхляют и поднимают частицы разрушенной породы в область повышенных скоростей циркуляции. Технология эксплуатации предполагает подбор количества турбинных секций, зависящих от высоты «шламовой подушки» и сопротивления вращению втулки с рабочими лопастями. Количество устройств, применяемых в компоновке БК, варьируется в зависимости от траектории ствола скважины, свойств разбуриваемой породы и мощности насосов [60].

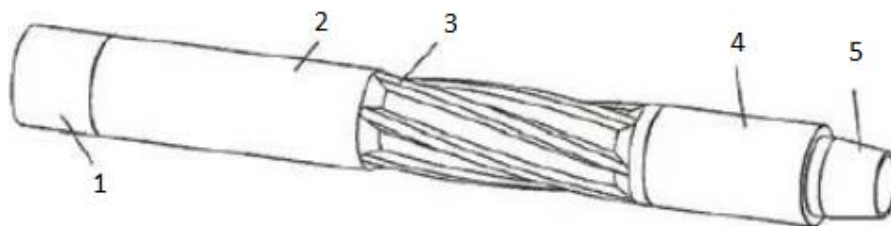


Рисунок 1.6.4 – Вращающийся турбулизатор: 1 – тело ТБТ; 2 – вращающаяся втулка; 3 – рабочая часть вращающейся втулки; 4 – переводник; 5 – ниппель [60]

В Альметьевском государственном нефтяном институте разработано устройство – осциллятор-турбулизатор (рисунок 1.6.5). Данное устройство, устанавливаемое в КНБК над долотом, в отличие от известных аналогов, обладает комбинированным действием и не только улучшает вынос шлама из скважины, но и способствует доведению осевой нагрузки на долото за счет снижения сил трения, созданием дополнительных продольных виброперемещений БК. Винтовые проточки на корпусе устройства повышают степень выноса шлама и создают турбулентный режим течения БР [61, 79, 84].

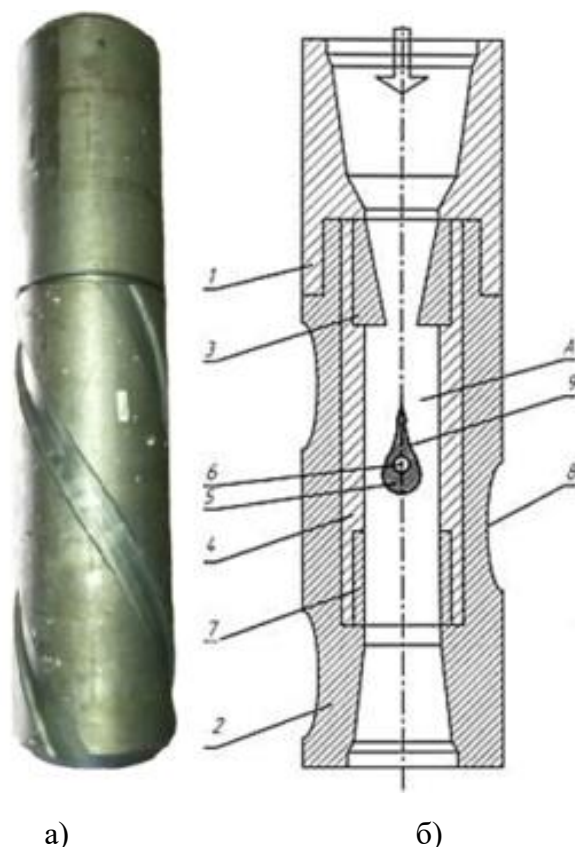


Рисунок 1.6.5 – Фотография (а) и схема (б) осциллятора-турбулизатора: 1 – крышка; 2 – корпус; 3 – диффузор верхний; 4 – втулка; 5 – клапан; 6 – ось; 7 – диффузор нижний; 8 – винтовые проточки; 9 – пазы на клапане [61, 84]

Отечественная компания ООО «Акватик-бурильные трубы» в 2014 г. выпустила опытную партию легкосплавных бурильных труб с наружным спиральным оребрением – ЛБТПН-С (рисунок 1.6.6). Данная разработка, согласно словам авторов [9, 10], позволяет повысить продольную устойчивость, снизить приложенные к БК силы и моменты сопротивления, снизить вероятность возникновения прихватов, а также улучшить очистку скважины от «шламовых подушек». Схема и геометрические характеристики таких труб представлены на рисунке 1.6.6.

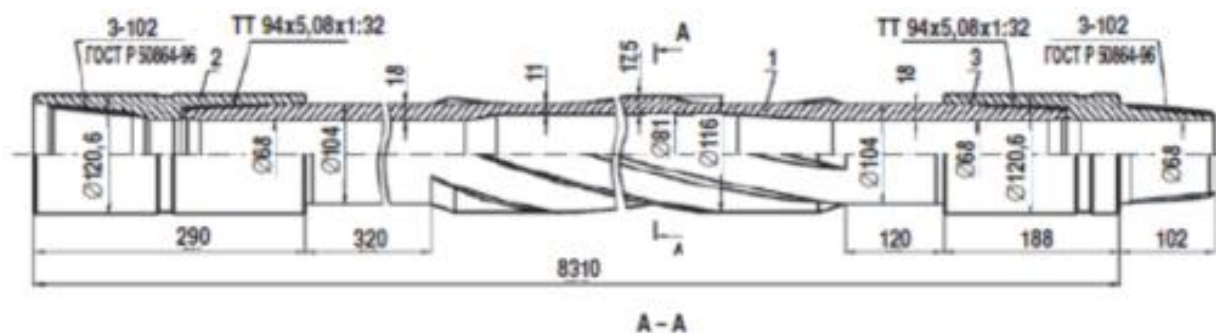


Рисунок 1.6.6 - Легкосплавная труба со спиральным оребрением ЛБТПН-103x11С [10]

Все вышеперечисленные устройства и инструменты оказывают положительное влияние на очистку скважины от шлама. Однако, применение таких устройств не всегда позволяет получить требуемый эффект, ввиду сложности траектории скважины, ограничения по количеству устанавливаемых устройств, а также геолого-технических условий (кавернозность ствола, устойчивость горных пород и др.).

Так, например, применение циркуляционных переводников ограничено при бурении с гидравлическим забойным двигателем в связи с уменьшением расхода БР через двигатель и насадки долота [4]. Калибрующие устройства зачастую ограничиваются лишь своим функциональным калибрующим эффектом, а в некоторых случаях способствуют увеличению сопротивления выносу частиц шлама и последующему сальникообразованию, что снижает ТЭП буровых работ [37]. Известны случаи, когда наличие турбулизаторов в составе БК оказывало обратный эффект – увеличивался скручивающий реактивный момент, уменьшалась площадь КП, приводящая к росту гидравлических ударов и увеличению ЭЦП.

Ограниченность применения, а также технологическая несовершенство существующих технических средств обуславливают необходимость разработки новых устройств и технологий, повышающих качество очистки скважин от шлама.

Для осуществления НИР и ОКР по созданию новых устройств и технологий, улучшающих очистку скважины, требуется разработка нестандартных натуральных лабораторных установок, способных наиболее близко воспроизвести скважинные условия.

1.7 Анализ существующих лабораторных установок для определения качества очистки скважины и выносной способности бурового раствора в зависимости от его реологических и технологических свойств, зенитного угла скважины и основных параметров бурения: осевой нагрузки на долото, частоты вращения БК и расхода БР

В XXI веке – веке высоких информационных технологий, моделирование процессов бурения производится с применением широкого спектра разнообразного ПО, в основе которого заложены эмпирические и теоретические знания. Эмпирические данные, полученные в результате экспериментальных исследований, несут в себе большую ценность, поскольку ученые месяцами и годами создают в лабораториях установки, натурные модели и стенды, для изучения неизведанных областей науки, в том числе и буровой отрасли.

Натурным моделированием процесса бурения и промывки скважин в лабораторных условиях занимались и продолжают заниматься в настоящее время множество как отечественных, так и зарубежных ученых.

В 1998 г. А.М. Лихущин проводил изыскания [46] под руководством д.т.н., профессора, академика АГН РФ, член-корреспондента РАЕН К.М. Тагирова в области технологии очистки НН скважин от шлама. В Северо-Кавказском научно-исследовательском проектно институте природных газов (ООО Приволжское УБР БУРГАЗ ОАО Газпром) был разработан экспериментальный стенд (рисунок 1.7.1) длиной 2,4 м, позволяющий моделировать процесс очистки НН скважин под любым зенитным углом. Ученые проанализировали влияние зенитного угла, скорости потока и эксцентриситета БК на очистку НН скважин от шлама и разработали технологию, обеспечивающую качественную очистку НН скважин от шлама, при зенитных углах более 40°.

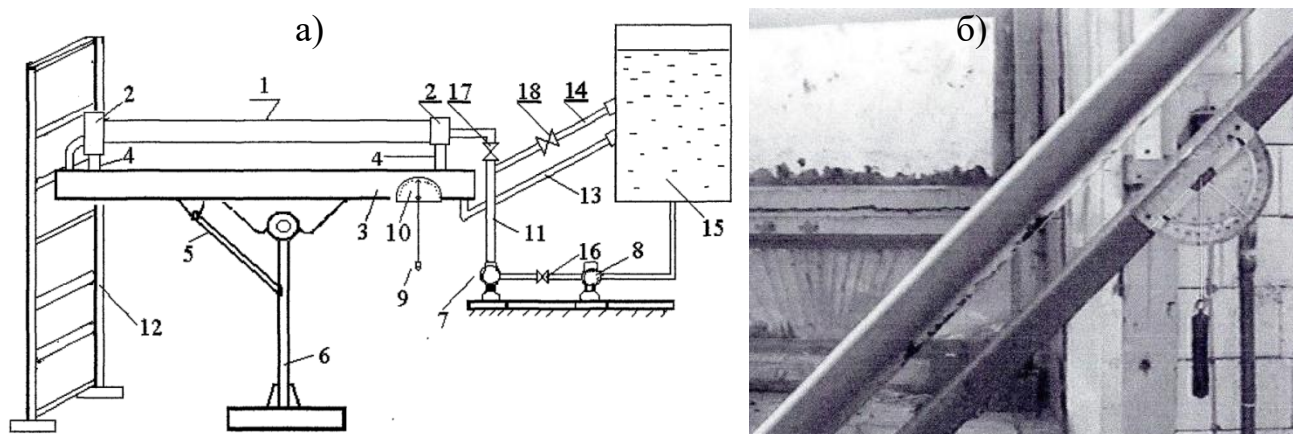


Рисунок 1.7.1 – Схема (а) и фотография части (б) лабораторной установки (Россия) [46]

Значимыми прикладными исследованиями области очистки НН скважин также принято считать экспериментальные работы *Drilling Fluids (M-I SWACO)*, нашедшие отражение в руководстве для инженеров по буровым растворам (2001 г.) [98]. Ученые определили критические углы скважины, при которых частицы разрушенной породы выносятся хуже всего, а также проанализировали факторы, влияющие на транспорт шлама на дневную поверхность, и дали рекомендации по бурению НН и ГС.

В 2012 г. малазийские ученые А. Пирозиан, И. Исмаил и др. [126] проводили натурные эксперименты по изучению влияния вязкости и скорости БР, а также зенитного угла на транспорт выбуренных частиц в НН и ГС. Исследователи разработали лабораторную установку (рисунок 1.7.2) с замкнутой системой циркуляции, имеющую высокий потенциал проведения экспериментов. Недостатком данного оборудования является отсутствие вращения БК.

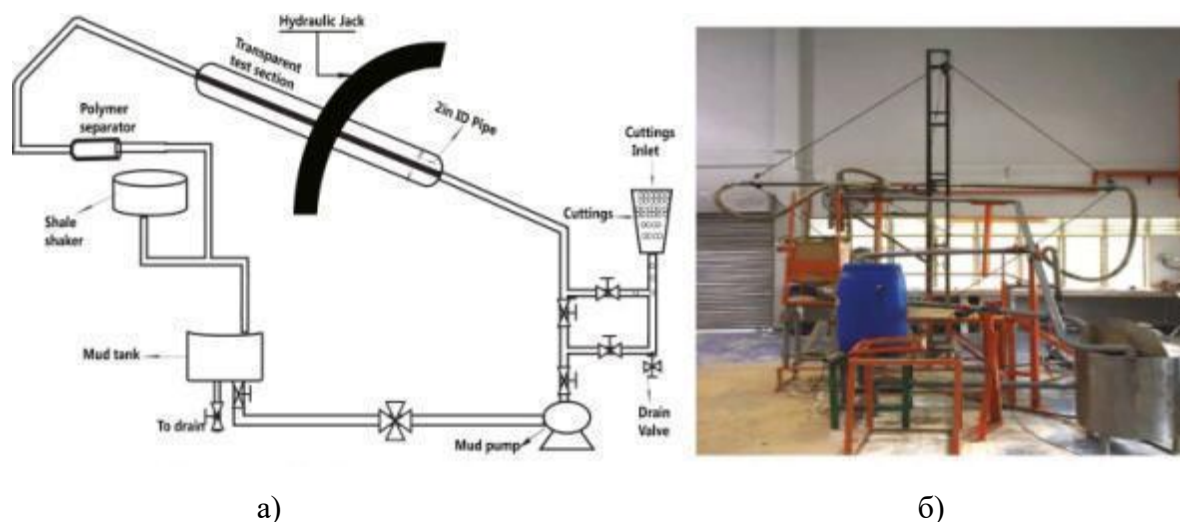


Рисунок 1.7.2 – Схема (а) и фотография (б) лабораторной установки (Малайзия) [126]

В 2014 г. А. Тагхипур опубликовал тезисы докторской диссертации [132], в которой изучал очистку скважины и механическое трение в стволе некруглого сечения со спиральными канавками. На базе Норвежского научно-технологического университета была спроектирована и построена крупномасштабная экспериментальная установка (рисунок 1.7.3), представляющая замкнутую систему циркуляции [139, 140]. Данная установка имеет систему гидроциклонов, блок ввода твердых частиц в БР, блок ячеек для измерения давления, датчики частоты вращения и расхода жидкости.

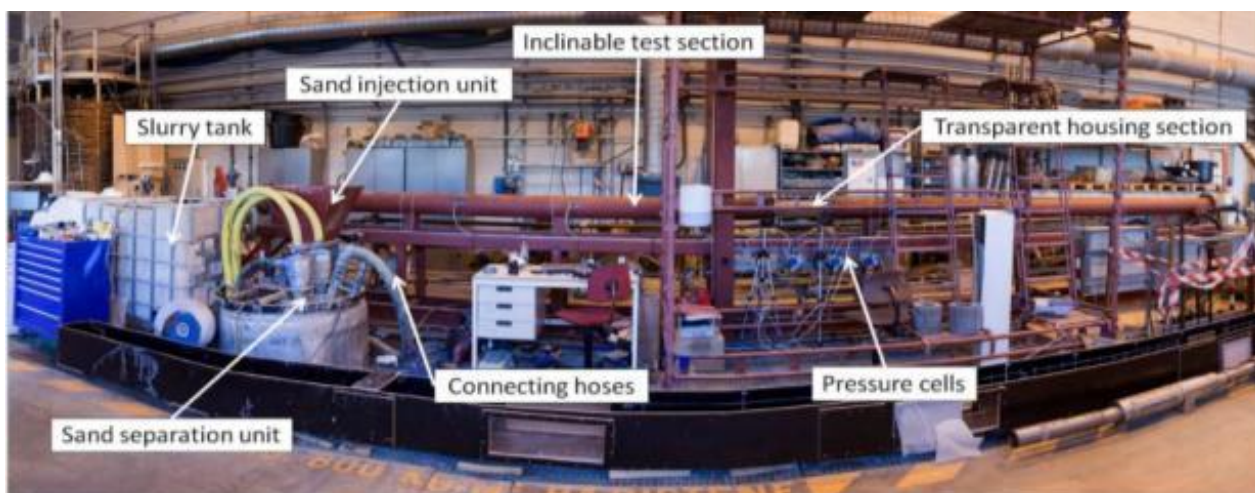


Рисунок 1.7.3 – Лабораторная установка (Норвегия) [132]

Преимуществом данной установки является длинная рабочая секция – в качестве скважины используется 4-х дюймовая бетонная труба длиной 12 м, внутри которой свободно вращается БК диаметром 2 дюйма. Недостатком данной установки является дискретное изменение зенитного угла, рабочая секция может принимать два положения – 60° и 90° .

В 2014 г. группой учёных из США была разработана экспериментальная установка замкнутого цикла (рисунок 1.7.4) для изучения влияния типа и расхода БР, концентрации волокон в нём, а также частоты вращения БК и зенитного угла скважины на транспортировку частиц выбуренной породы [100]. Данная установка имеет рабочую секцию КП 100x50 мм, 45 мм трубу-вискозиметр, 600 литровую емкость для БР, мощный буровой насос, способный прокачивать вязкую жидкость с расходом до 320 л/мин, а также гидроциклон и емкости для сбора и внедрения волокон (частиц) в БР. Лабораторная установка позволяет

проводить эксперименты с широким спектром типов и свойств БР, однако, имеющиеся ограничения в дискретном изменении зенитного угла 72° и 90° не позволяют проводить эксперименты при меньших углах наклона скважины, а жесткое фланцевое соединение с рабочей секцией не позволяет оперативно изменять угол наклона.

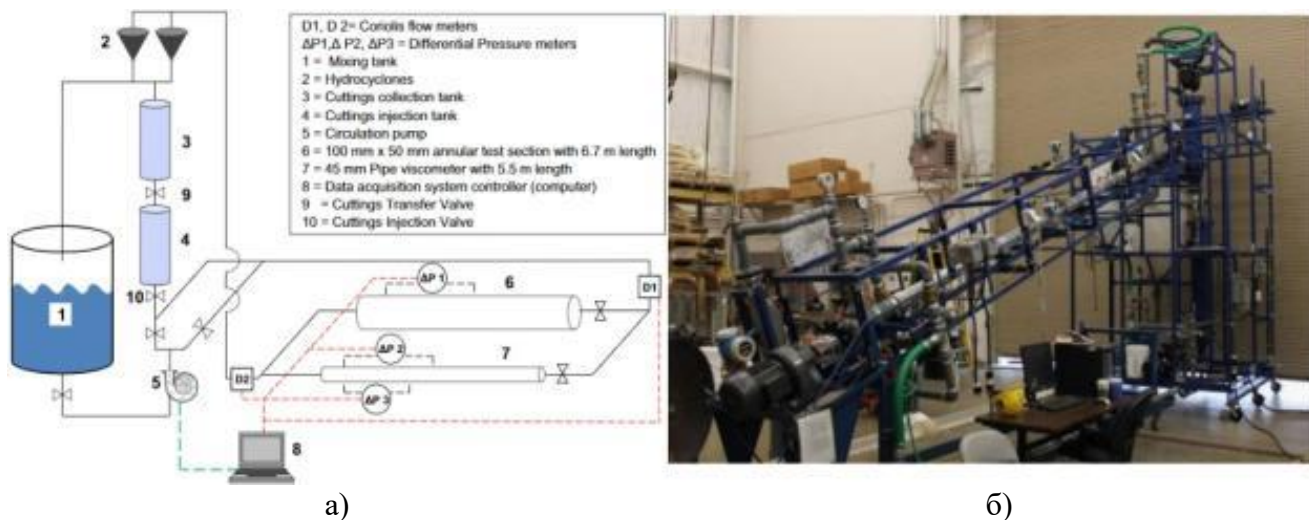


Рисунок 1.7.4 – Схема (а) и фотография (б) лабораторной установки (США) [100]

В 2015 г. в арсенале Альметьевского нефтяного государственного университета появилась лабораторная установка ИНГБ – имитатор наклонного и горизонтального бурения (рисунок 1.7.5) [27], позволяющий исследовать режимы течения БР в КП и процесс транспорта шлама.



Рисунок 1.7.5 – Фотография лабораторной установки ИНГБ (г.Альметьевск, Россия) [27]

В 2016 г. Б. Аманна и М.Р.К. Мовагхар из иранского университета г. Амиркабир опубликовали результаты экспериментальных исследований [91], в ходе которых ученые разработали экспериментальное лабораторное оборудование

(рисунок 1.7.6) для изучения влияния скорости потока БР, зенитного угла, вращения БК и фракции шлама на очистку ствола скважины.

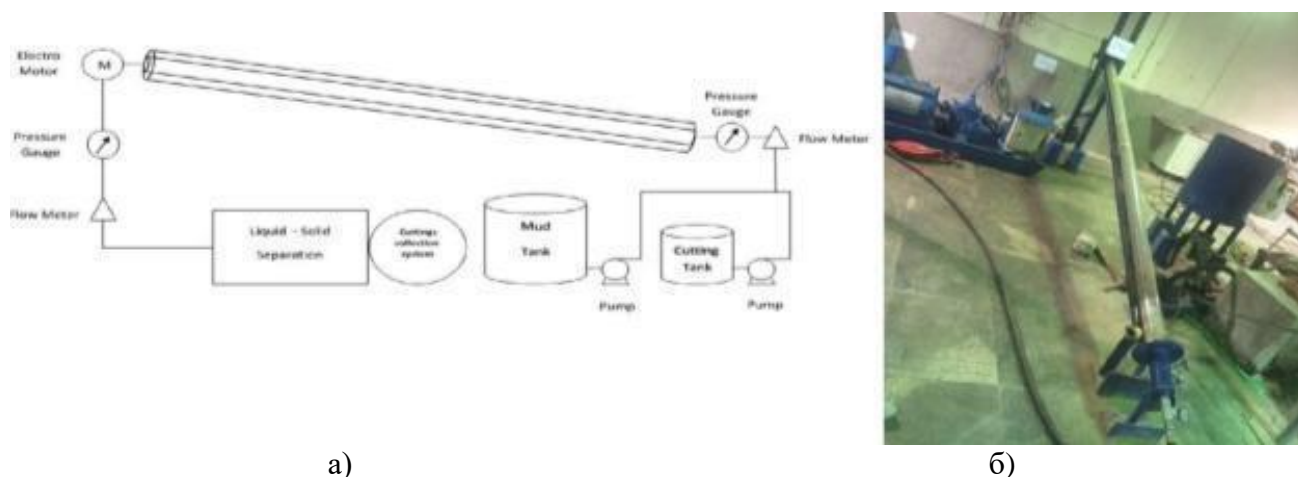


Рисунок 1.7.6 – Схема (а) и фотография (б) лабораторной установки (Иран) [91]

В 2019 г. группа ученых из университетов США, Канады, Уганды и Малайзии опубликовали результаты исследований [103, 104, 111] о влиянии вращения БК на очистку вертикальных и горизонтальных скважин с применением БР на водной основе, обогащенного полипропиленовыми шариками. Для своих исследований ученые разработали экспериментальный стенд (рисунок 1.7.7), представляющий собой замкнутую систему прямой циркуляции в КП, с последовательным добавлением и извлечением полипропиленовых шариков в БР. Преимуществом этой экспериментальной установки является возможность плавного изменения зенитного угла от 0° до 90° и широкий диапазон изменения расхода БР.

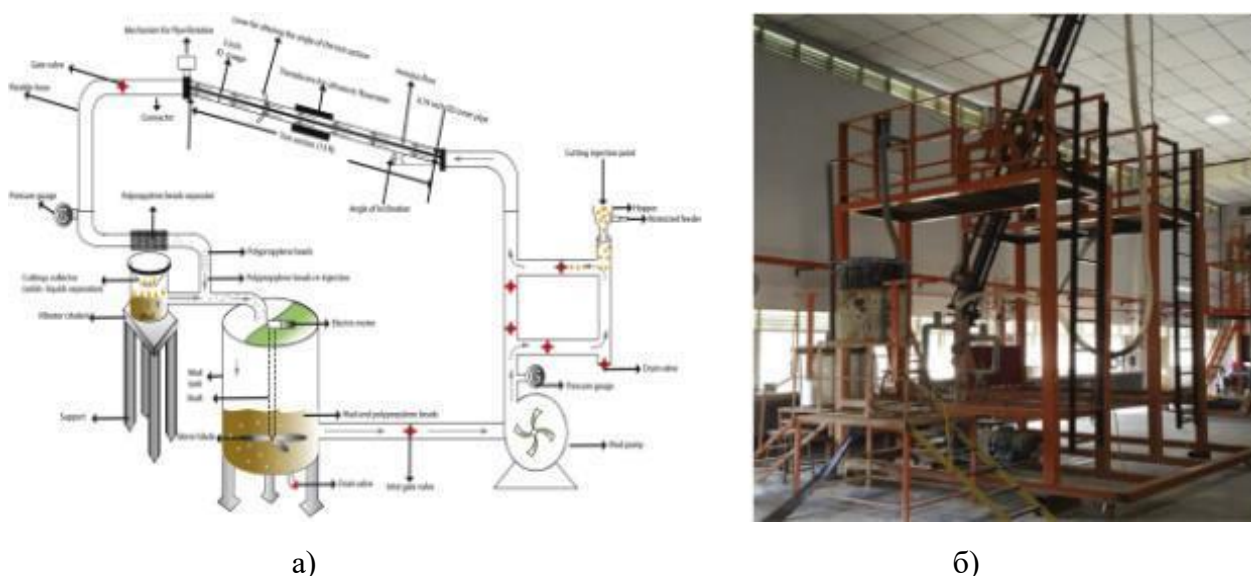


Рисунок 1.7.7 – Схема (а) и фотография (б) лабораторной установки (Уганда) [103]

Все лабораторные установки, представленные выше, применялись для изучения процесса промывки НН и ГС. Проведенные исследования подтверждали и уточняли наличие критических зенитных углов скважины, влияние объемного расхода БР и его реологических свойств, а также частоты вращения БК на качество очистки скважины. Однако следует отметить, что существующие установки не в состоянии воспроизвести изгиб БК в результате потери устойчивости и сложного НДС, а, следовательно, влияние баклинга БК на вынос шлама ни в одной из вышеперечисленных исследовательских работ не рассматривалось, как и не рассматривалось ранее ни одним ученым в мире. Всё это создает предпосылки для исследования влияния пространственной формы БК на очистку НН скважин.

1.8 Выводы по Главе 1

Исходя из представленных материалов в разделах 1.1 – 1.7, можно сделать следующие выводы:

1. Анализ рассматриваемых видов вращательного бурения наклонно направленных скважин и ограничений по условиям их эксплуатации показал, что наиболее эффективным способом, с точки зрения очистки застойных шламовых зон, является роторный низко-среднеоборотный способ бурения.

2. Вынос частиц разрушенной породы является одной из важнейших задач в процессе строительства скважин и зависит от ряда факторов: профиль и зенитный угол скважины, расход БР и режим течения в КП, частота вращения и эксцентриситет БК, свойства БР, свойства шлама, скорость проходки и время. Все эти факторы могут быть контролируемыми и неконтролируемыми, в зависимости от условий бурения, и в разной степени влиять на транспорт частиц шлама из скважины. Также выделенные факторы оказывают влияние друг на друга, улучшая или ухудшая очистку. К наиболее значимым факторам можно отнести: зенитный угол, расход и свойства БР, свойства шлама и частота вращения БК.

3. Технологические и реологические свойства БР оказывают значительное влияние на качество очистки скважины от шлама. Однако при бурении наклонных и горизонтальных участков вязкие пакки не всегда являются эффективными,

ввиду того, что плохо проникают в слои шлама и недостаточно быстро перемещают его в восходящий поток. Применение вязких пачек сопряжено с необходимостью постоянного контроля и управления забойным давлением, а также с удорожанием строительства скважины за счёт использования дорогостоящих химических реагентов для его приготовления.

4. Резкие изменения ЭЦП могут приводить к ГРП или ГНВП. Применение *APWD* датчиков забойного давления, входящих в состав дорогостоящих и высокотехнологичных комплексов *MWD*, не всегда является достоверным и эффективным методом контроля ЭЦП, что связано с удаленным расположением от забоя, ограничениями в концентрации шлама в БР, а также с неспособностью определять шлам, скопившийся на нижней стенке. Данные обстоятельства обуславливают необходимость контроля шламообразования и исследования влияния параметров (факторов) бурения на качество очистки скважины от шлама.

5. БК в процессе бурения испытывает множество напряжений и находится в сложном НДС. Вращение БК при эксцентричном расположении труб в скважине оказывает значительное влияние на очистку от шлама, поднимая его с нижней стенки в восходящий поток, что может быть очень эффективно, даже при низких скоростях течения БР. Инженеры во всём мире пытаются избежать ситуаций, когда БК теряет свою продольную устойчивость, и ни одно исследование данного феномена не предполагало позитивного эффекта баклинга БК.

6. В отечественной и зарубежной практике бурения известно достаточное количество специальных технических средств, включаемых в состав БК с целью повышения эффективности очистки скважины от разрушенной ГП. Выделяется два основных типа устройств: циркуляционные и лопастные. Однако применение таких устройств не всегда позволяет получить требуемый эффект, ввиду сложности траекторий скважин, ограничений по количеству устанавливаемых устройств и геологических условий.

7. В мире известно большое количество разномасштабных лабораторных экспериментальных стендов для исследования процесса очистки НН и ГС от шлама, однако ни один из рассматриваемых стендов не имеет возможность

моделировать изгиб БК, поскольку научное сообщество бурового дела не связывает феномен баклинга с очисткой от шлама, и не рассматривает данное явление как позитивный фактор, что создает предпосылки к проведению исследований в этой области.

В связи с вышеизложенным, целью исследования является повышение эффективности роторного бурения за счет гидромеханической очистки наклонно направленных скважин от шлама.

Для научного обоснования эффективности и целесообразности применения продольного изгиба БК совместно с регулированием скорости течения БР, обуславливающее гидромеханическое воздействие на застойные шламовые зоны и повышение качества очистки НН скважин от шлама, необходимо разработать экспериментальную лабораторную установку, методологию и методы проведения исследований, провести эксперименты и установить математические зависимости.

ГЛАВА 2 МЕТОДИКА И МЕТОДЫ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Методика проведения вычислительного эксперимента (моделирования) влияния продольной потери устойчивости БК на очистку НН скважины от шлама в ПО «*Landmark*» (*Halliburton*)

При постановке задач исследования, перед проведением натуральных экспериментов, с целью определения влияния продольного изгиба БК на транспортировку шлама в НН скважине, было решено провести вычислительный эксперимент в ПО «*Landmark*» (*Halliburton Software and Asset Solutions*) [67] в программах *Compass* и *Wellplan*.

Compass – программа для проектирования наклонно-направленных и горизонтальных скважин, в том числе профилей боковых стволов, позволяет осуществлять оперативный контроль и управление проводкой скважин, а также анализ сближений и предотвращение столкновения стволов скважин.

Wellplan – программа для моделирования процесса бурения [29], содержащая в себе следующие модули: *Torque & Drag*; *Hydraulics*; *BHA Dynamics & Stuck*; *Swab/Surge & WellControl*; *Cementing*.

При проведении вычислительного эксперимента в *Wellplan* были использованы модули: *Torque & Drag*; *Hydraulics*; *BHA Dynamics & Stuck*.

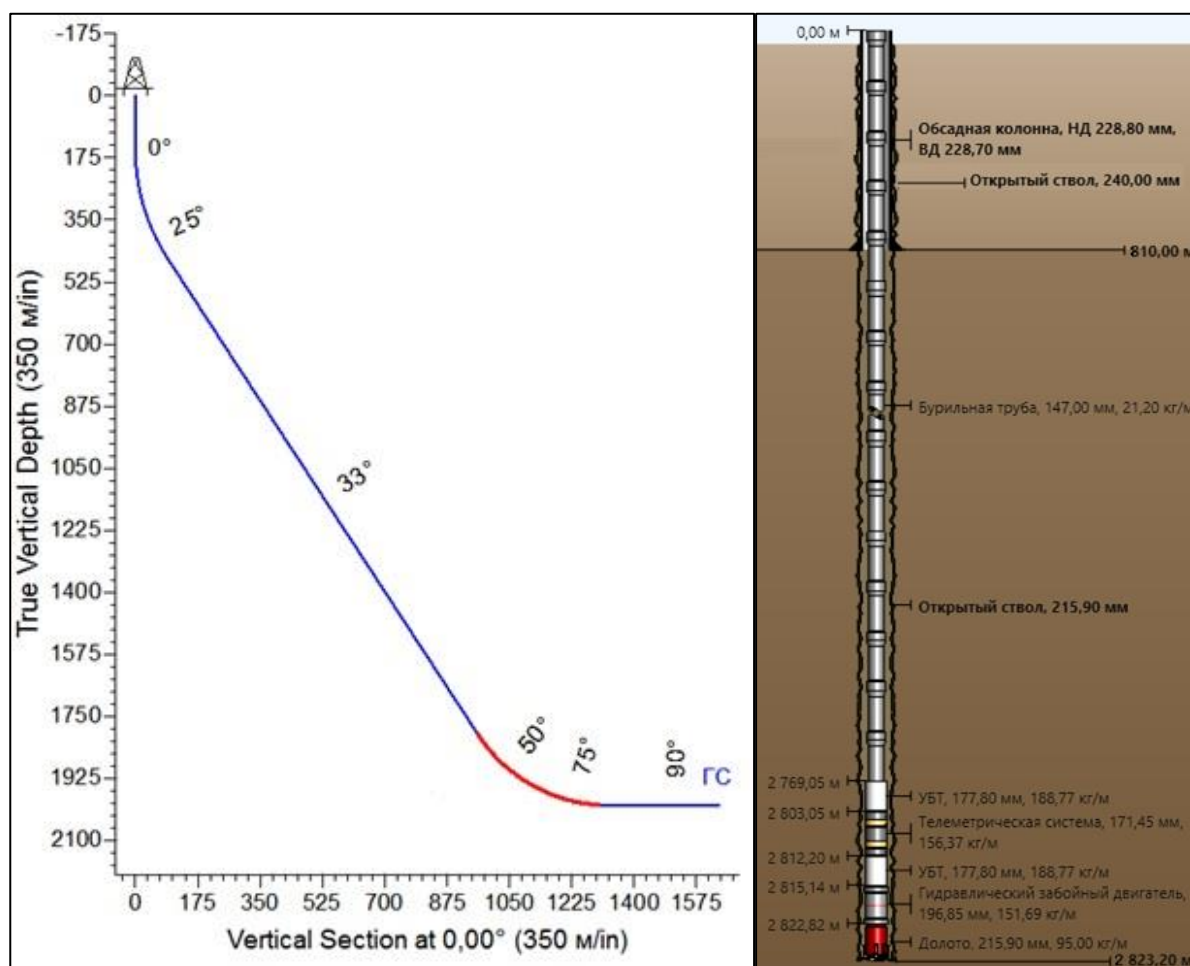
Torque & drag – модуль, позволяющий осуществлять расчет и анализ напряжений и моментов при движении БК, осевой нагрузки на долото, проходимости колонн в стволе с учётом сил сопротивления и трения.

Hydraulics – модуль для гидравлических расчетов: потери давления в системе циркуляции БР, гидродинамические давления с учетом графика совмещенных давлений, ЭЦП, расчет программы промывки и СПО, оптимизация удельного веса БР и скорости бурения для полной очистки скважины от шлама;

BHA Dynamics & Stuck – модуль, осуществляющий анализ работы КНБК в скважине, учитывающий интервалы и режимы бурения, а также свойства ПРИ и ГП. Данный модуль позволяет рассчитывать колебания и напряжения в БК, операции по освобождению от прихватов.

Swab/Surge & WellControl – модуль, осуществляющий оптимизацию скоростей СПО для контроля осложнений, связанных с движением БК в скважине и перепадами давления, а также моделирование поведения флюида.

Вычислительный эксперимент представляет собой моделирование бурения НН скважины с заданным профилем (рисунок 2.1.1), создание потери устойчивости БК и определения влияния изгиба БК на вынос шлама из скважины.



а)

б)

Рисунок 2.1.1 – Профиль экспериментальной скважины (а) и компоновка БК (б) при моделировании в ПО «Landmark»

Эксперимент предполагает сравнение высоты шламовой подушки и объема взвешенного шлама при бурении с оптимальным режимом, в соответствии с геолого-техническими условиями, и при бурении с нагрузкой на долото, при которой возникает потеря устойчивости БК [58, 59]. При настройках модуля анализа применяется жесткая модель БК, в виде балки, и увеличенное напряжение изгиба [42]. Входные данные представлены в таблице 2.1.1.

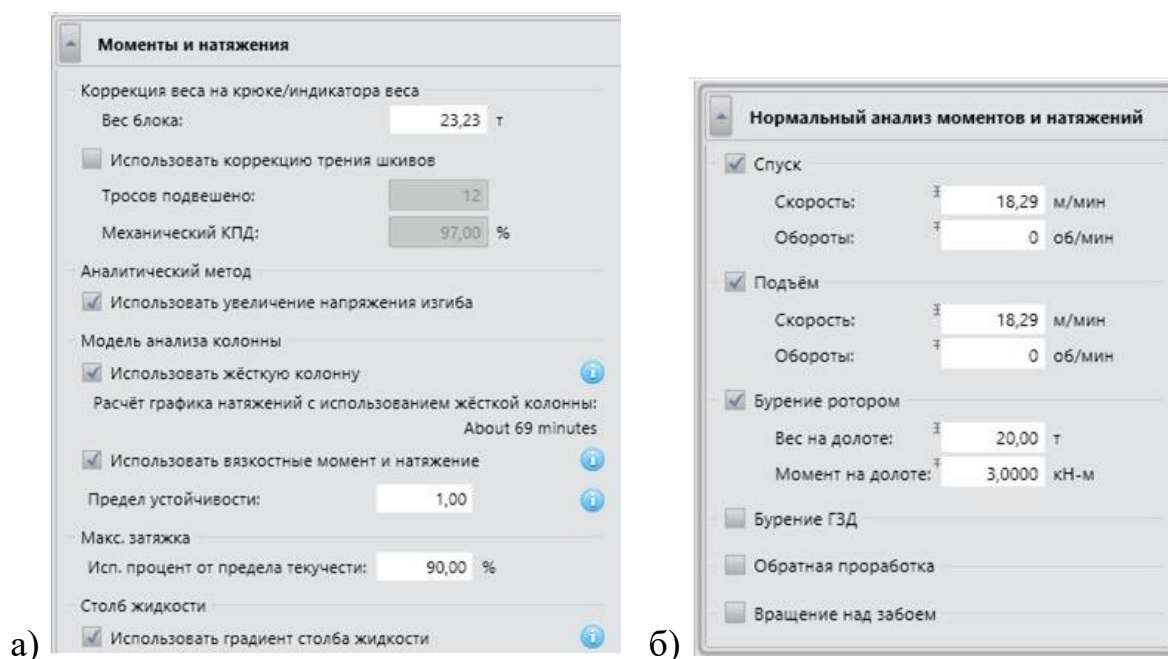
Таблица 2.1.1 – Входные данные при моделировании бурения в ПО «Landmark»

Параметры	Ед. измерения	Значения
скважина		
длина вертикального участка	м	150
глубина скважины (TWD)	м	2000
отход от вертикали	м	1300
длина горизонтального участка	м	300
протяженность скважины (MWD)	м	2823,2
интенсивность искривления 1 участка	градус / 10 м	1
интенсивность искривления 2 участка	градус / 10 м	1,3
интенсивность искривления (для ГС)	градус / 10 м	1
диаметр ОК	м	0,228
глубина установки башмака ОК	м	810
диаметр открытого ствола	м	0,215
компоновка бурильной колонны		
диаметр БТ	м	0,147
общая длина БТ	м	2769
удельный вес БТ	кг/м	21,2
диаметр УБТ	м	0,178
общая длина УБТ	м	36,94
удельный вес УБТ	кг/м	188,77
диаметр ТС	м	0,171
длина ТС	м	9,15
удельный вес ТС	кг/м	156,37
диаметр ГЗД	м	0,197
длина ГЗД	м	7,68
удельный вес ГЗД	кг/м	151,69
диаметр ПРИ	м	0,216
удельный вес ПРИ	кг/м	95
буровой раствор		
плотность	кг/м ³	1150
реологическая модель	-	Бингама-Шведова
пластическая вязкость	спз	24
предел текучести	Па	5,746
модуль гидравлика		
диаметр частиц шлама	мм	1,5÷5,0
плотность шлама	уд. плотность	3,3
пористость пласта	%	36
скорость проходки	м/ч	15
скорость вращения ротора	об/мин	50÷150
производительность насосов	л/с	1÷30
модуль анализа моментов и напряжений		
скорость спуска/подъема	м/мин	18,29
вес на долоте	т	3÷100
момент на долоте	Н·м	3000÷5000
привод	-	ротор, ГЗД
коррекция веса на крюке	т	23,23
предел устойчивости	б/р	1,0
тахзатяжка (от предела текучести)	%	90

Ниже представлены скриншоты интерфейса при моделировании бурения в *Compass* (рисунок 2.1.2) и *Wellplan* (рисунки 2.1.3, 2.1.4).

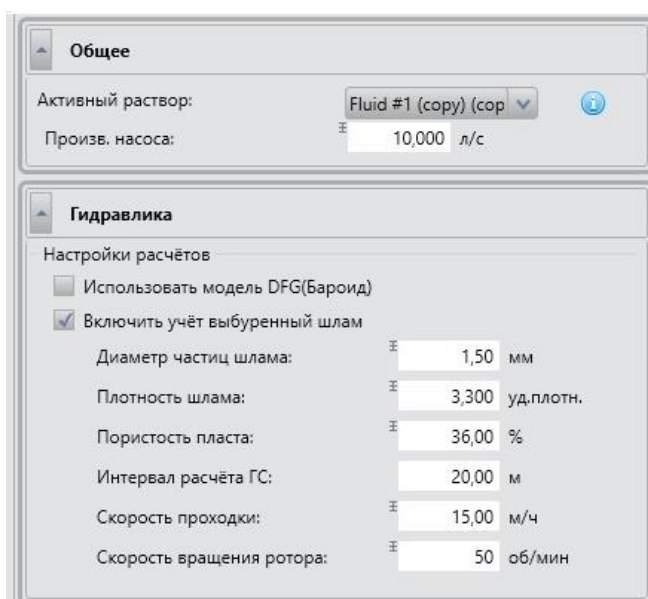
	MD (м)	Inc (°)	Azi (°)	Dogleg (°/10м)	TVD (м)	CL (м)	T.Face (°)	NS (м)	EW (м)	V.Sec (м)	Build (°/10м)	Turn (°/10м)	Section Type
1	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	Tie Line
2	150,00	0,00	0,00	0,000	150,00	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	Straight TVD
3	479,87	32,99	0,00	1,000	461,94	329,87	0,00	92,36	0,00	92,36	1,000	0,000	OPT AL DLS
4	2075,4	32,99	0,00	0,000	1800,2	1595,5	0,00	961,06	0,00	961,06	0,000	0,000	(ditto)
5	2483,2	86,00	0,00	1,300	2000,0	407,79	0,00	1300,0	0,00	1300,0	1,300	0,000	(ditto)
6	2523,2	90,00	0,00	1,000	2001,4	40,00	0,00	1339,9	0,00	1339,9	1,000	0,000	Inc Azi DLS
7	2823,2	90,00	0,00	0,000	2001,4	300,00	0,00	1639,9	0,00	1639,9	0,000	0,000	Inc Azi MD

Рисунок 2.1.2 – Скриншот параметров экспериментальной скважины в программе *Compass*



а)

б)



в)

Рисунок 2.1.3 – Скриншоты модулей *Wellplan*, задействованных в эксперименте:

а) моменты и натяжения; б) нормальный анализ моментов и натяжений; в) гидравлика

Мин. вес на долоте (при вращении) до:
 Потеря устойчивости 1го рода **15,63 т** начинается на **2 058,57 м**
 Потеря устойчивости 2го рода **20,79 т** начинается на **2 058,57 м**

Граница затыжки (подъём): **120,21 т** на **90,00 % of yield**
 Натяжение страгивания: **14,93 т**
 Разгрузка страгивания: **14,52 т**

Операция	Напряжения устойчивости разрушения Пределы					Измеренный вес (т)	Растяжение (м)				Момент стола ротора (кН-м)	Закручивание с моментом (об)	Закручивание без момента (об)	Осевое напряжение = 0 [от забоя] (м)	Нейтральная точка поверхности [от забоя] (м)
	Усталость	90% Yield	Предел текучести 100%	Синусоида	Спиральная Запирание		Механика	Вздутие	Температурный	Всего					
Спуск						37,30	-0,44	0,22	0,00	-0,22	0,0000	0,0	0,0	1 974,43	0,00
Подъём						66,75	0,74	0,22	0,00	0,96	0,0000	0,0	0,0	961,87	0,00
Вращение на забое						41,83	-0,44	0,22	0,00	-0,22	16,6239	7,1	5,4	1 848,30	1 342,41

а)

Мин. вес на долоте (при вращении) до:
 Потеря устойчивости 1го рода **15,63 т** начинается на **2 058,57 м**
 Потеря устойчивости 2го рода **20,79 т** начинается на **2 058,57 м**

Граница затыжки (подъём): **120,21 т** на **90,00 % of yield**
 Натяжение страгивания: **14,93 т**
 Разгрузка страгивания: **14,52 т**

Операция	Напряжения устойчивости разрушения Пределы					Измеренный вес (т)	Растяжение (м)				Момент стола ротора (кН-м)	Закручивание с моментом (об)	Закручивание без момента (об)	Осевое напряжение = 0 [от забоя] (м)	Нейтральная точка поверхности [от забоя] (м)
	Усталость	90% Yield	Предел текучести 100%	Синусоида	Спиральная Запирание		Механика	Вздутие	Температурный	Всего					
Спуск						37,30	-0,44	0,22	0,00	-0,22	0,0000	0,0	0,0	1 974,43	0,00
Подъём						66,75	0,74	0,22	0,00	0,96	0,0000	0,0	0,0	961,87	0,00
Вращение на забое						41,83	-0,44	0,22	0,00	-0,22	16,6239	7,1	5,4	1 848,30	1 342,41

б)

Рисунок 2.1.4 – Скриншот модуля экспериментальных расчетов при нормальном режиме работы БК (а) и при продольной потере устойчивости БК (б) в ПО «Landmark»

Результаты проведения моделирования и анализа влияния продольной потери устойчивости БК на очистку НН скважины в ПО «Landmark» (Halliburton) представлены в разделе 3.1.

2.2 Разработка экспериментального стенда и методики проведения натуральных исследований влияния параметров бурения и изгиба БК на очистку НН скважин от шлама

2.2.1 Экспериментальный стенд

Для решения поставленных задач на кафедре Бурения скважин Санкт-Петербургского Горного университета разработана нестандартная лабораторная установка – экспериментальный стенд (рисунок 2.2.1).

Стенд представляет собой замкнутую систему циркуляции и позволяет моделировать процесс транспортирования шлама на дневную поверхность, в

зависимости от зенитного угла «скважины», частоты вращения БК, количества и длин полуволн БК при продольном изгибе, а также объемного расхода и реологических свойств БР, и фракции шлама. Технические характеристики и состав экспериментального стенда представлены на рисунке 2.2.1 и в таблице 2.2.1.

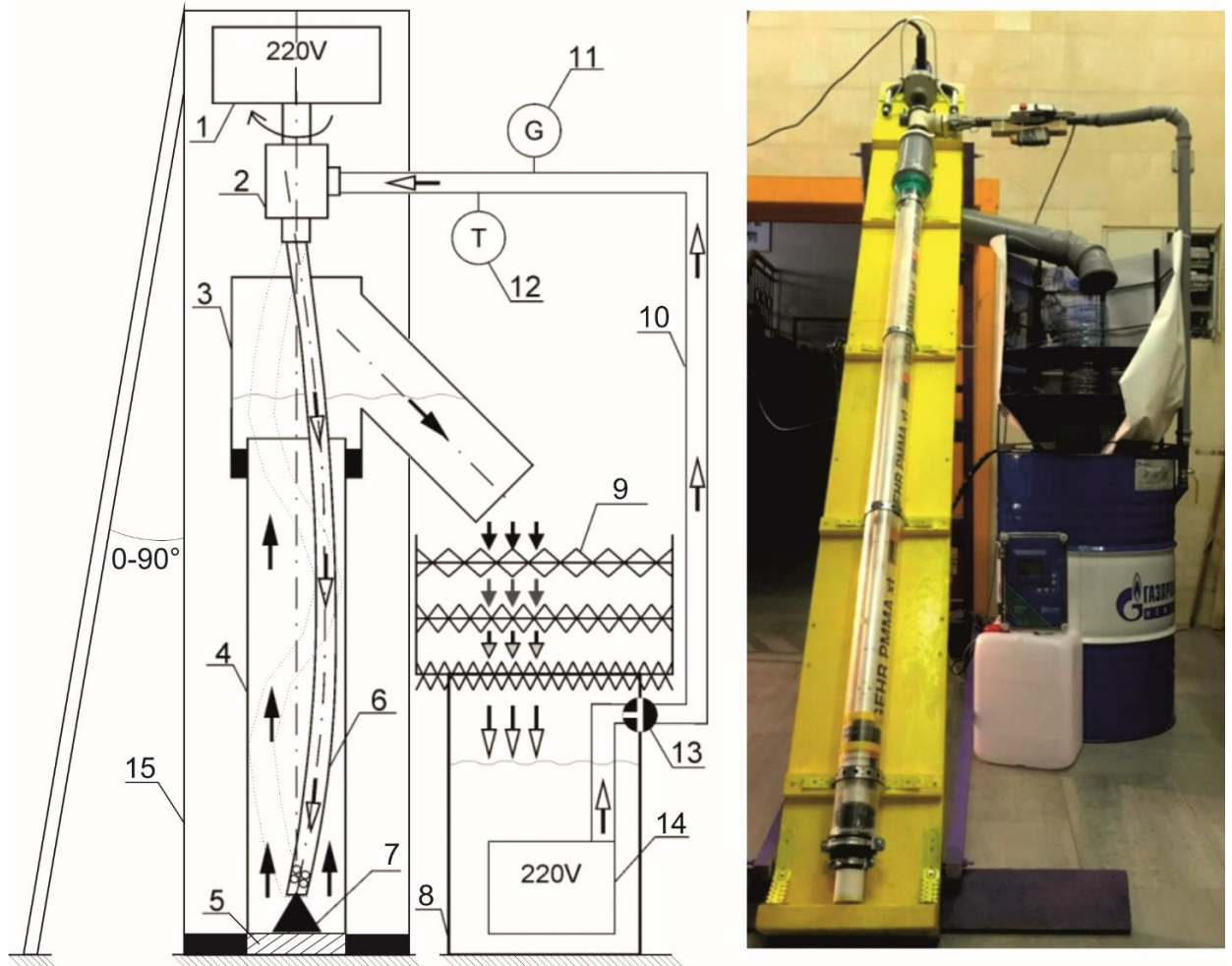


Рисунок 2.2.1 – Схема (а) и фотография (б) экспериментального стенда

Таблица 2.2.1 – Технические характеристики экспериментального стенда

Параметр	Ед. изм.	Значение
Геометрические характеристики		
Размер основания (станины)	мм	2700 x 300
Диаметр скважины	мм	74
Диаметр БК	мм	40
Длина скважины, БК	мм	2000
Зенитный угол	градус	0 – 90
Ситовой блок: сито 1 – размер ячейки	мм	0,5 x 0,5
сито 2 – размер ячейки	мм	1,0 x 1,0
сито 3 – размер ячейки	мм	2,0 x 2,0
Характеристики оборудования и измерительных устройств		
Частота вращения привода	об/мин	0 – 600
Производительность насоса (max)	л/мин	258
Лазерный тахометр (диапазон)	об/мин	2,5...99.999
Ультразвуковой расходомер (диапазон)	м/с	0,03...12,2
Электронные весы (диапазон)	г	5...40.000

Подготовка стенда к проведению экспериментов проводится по нижеописанному алгоритму [30, 109].

Буровой раствор необходимого состава и количества приготавливается в ёмкости 8, сверху устанавливается блок ситовой очистки 9, в который, в зависимости от выбранного размера фракций шлама, устанавливаются сита с определенным размером ячеек. Труба «оголовок устья» 3 соединяется с верхней частью трубы «ствол скважины» 4, установленной на основании стенда 15, а заглушка 5 устанавливается в нижнюю часть трубы 4. Труба «БК» 6 с выбранным количеством полуволин устанавливается нижним концом (с отверстиями и резиновым уплотнителем) в трубу 4 на опорный конус 7, через «оголовок устья» 3, и соединяется резьбовым соединением с транзитным вертлюгом 2, который соединяется с приводом 1. Конец нагнетательной линии 10, соединяющийся с вертлюгом, выполнен из металлического патрубка на который устанавливается ультразвуковой расходомер 11 и лазерный тахометр 12. На нижнюю часть вала вертлюга крепится светоотражающий элемент, необходимый для измерения частоты вращения «БК». Нагнетательная линия 10 соединяется с регулятором расхода 13, который закреплен в ёмкости 8. Насос 14, устанавливается на дне ёмкости 8 и соединяется с регулятором расхода 13. Шлам потребного количества засыпается в КП между трубами 4 и 6 через оголовок устья 3.

2.2.2 Методика проведения исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на вынос шлама в НН скважине

Экспериментальные исследования проводятся по разработанному алгоритму [109]. Основание устанавливается под необходимым зенитным углом. БК 6 с выбранным количеством полуволн (труба прямая L_0 без полуволн, труба с 1-й полуволной $L_1= 1,8$ м труба с 3-мя полуволнами $L_3= 0,6$ м) устанавливается на опорный конус 7 в трубу «скважина» 4. Шлам массой $m = 1,5$ кг фракции $1,0 \div 2,0$ мм засыпается в КП между трубами 4 и 6. Насосом 14 осуществляется нагнетание БР с расходом Q (л/мин), регулируемого с помощью регулятора расхода 13. Значение расхода БР отображается на дисплее блока управления акустического расходомера 11. Далее включается привод, осуществляющий вращение БК с частотой n (с^{-1}), значение которой отображается на дисплее лазерного тахометра 12. Время одного опыта, за которое по предварительной оценке происходит очистка «скважины» от шлама, аккумулирующегося на ситах для выбранной фракции в блоке очистки 9, равняется $t = 120$ с. По истечении времени, выключается насос и привод, сита извлекаются и очищаются от шлама, который взвешивается на электронных весах.

Смена БК с разным количеством и длинами полуволн осуществляется путём отсоединения привода от вертлюга, а вертлюга от БК, с последующим её извлечением из «скважины».

После проведения серии экспериментов с одним типом очистного агента, БР утилизируется, осуществляется полная промывка циркуляционной системы в течение 10 минут с последующей чисткой моющими средствами, в случае адгезии твердой фазы или образовании плёнок на внутренних поверхностях пути БР. В ёмкости приготавливается другой тип БР и проводится следующая серия экспериментов по вышеописанному алгоритму.

Проведение экспериментальных исследований фиксировалось на широкоугольную видеокамеру *SJCAM SJ4000* и фотокамеру мобильного телефона *Huawei P30 Lite*. Входные параметры для проведения лабораторных экспериментов представлены в таблице 2.2.2.

Таблица 2.2.2 – Входные параметры натуральных экспериментов

Параметр	Ед. измерен.	Значение	
		1	2
№ серии экспериментов	–	1	2
Q – расход БР	$\cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ (л/мин)	1,25 (75); 1,45 (87); 1,67 (100)	0,83 (50); 1,05 (63); 1,25 (75)
n – частота вращения БК	с^{-1} (об/мин)	0,83 (50); 1,67 (100); 2,50 (150)	0,83 (50); 1,67 (100); 2,50 (150)
Li – кол-во полуволен БК	шт.	0; 1; 3	0; 1; 3
α – зенитный угол	градус	35; 55; 70	35; 55; 70
Реологическая модель БР	–	БР №1 – модель Ньютоновская	БР №2 – модель Псевдопластичная
ρ – плотность	$\text{кг}/\text{м}^3$	1001	1035
PV (η) - вязкость	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	0,941 (η)	40,283 (PV)
YP - ДНС	Па	-	16,92
T - температура	$^{\circ}\text{C}$	23	23

При проектировании экспериментального стенда, использовался принцип геометрического подобия (2.1):

$$\frac{D_{\text{СКВ1}}}{D_{\text{СКВ2}}} = \frac{d_{\text{БК1}}}{d_{\text{БК2}}} = C, \quad (2.1)$$

где $D_{\text{СКВ1}}$ - диаметр скважины, мм;

$d_{\text{БК1}}$ - диаметр БК, мм;

$D_{\text{СКВ2}}$ - диаметр экспериментальной скважины, мм;

$d_{\text{БК2}}$ - диаметр экспериментальной БК, мм;

C - коэффициент пропорциональности (константа подобия).

$$\frac{D_{\text{СКВ1}}}{D_{\text{СКВ2}}} = \frac{215,9}{74} = 2,92; \quad \frac{d_{\text{БК1}}}{d_{\text{БК2}}} = \frac{114,3}{40} = 2,86; \quad C \cong 2,89 \approx 3$$

Прогиб БК в экспериментальном стенде (2):

$$f = \frac{(D_{\text{СКВ2}} - d_{\text{БК2}})}{2} \quad (2.2)$$

$$f = \frac{(74 - 40)}{2} = 17 \text{ мм}$$

Для анализа влияния баклинга БК на очистку скважины от шлама, полуволны БК получены посредством нагрева прямой трубы и последующей ее деформации.

Рассчитаем скорость восходящего потока в КП (2.3):

$$V_{\text{восх}} = \frac{Q}{F_{\text{КП}}}, \text{ м/с} \quad (2.3)$$

где Q - расход БР, м³/с;

$F_{\text{КП}}$ – площадь КП, м².

Площадь КП рассчитывается по формуле (2.4):

$$F_{\text{КП}} = \frac{\pi(D_{\text{СКВ2}}^2 - d_{\text{БТ2}}^2)}{4}, \quad (2.4)$$

$$F_{\text{КП}} = \frac{\pi(0,074^2 - 0,040^2)}{4} = 3,043 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$$

Скорость восходящего потока при расходе $Q = 1,67 \cdot 10^{-3}$ м³/с и площади КП $F_{\text{КП}} = 3,043 \cdot 10^{-3}$ м², согласно (2.3):

$$V_{\text{восх}} = \frac{1,67 \cdot 10^{-3}}{3,043 \cdot 10^{-3}} = 0,55 \text{ м/с}$$

Расход БР, соответствующие им скорости восходящего потока и рассчитанные критерии Рейнольдса, при отсутствии вращения и баклинга БК, представлены в таблице 2.2.3.

Таблица 2.2.3 – Гидродинамические параметры промывки стенда

Параметры				
Расход БР, л/мин	Расход БР·10 ⁻³ , м ³ /с	Скорость восх. потока, м/с	Re (БР № 1)	Re (БР № 2)
50	0,83	0,27	-	239
63	1,05	0,35	-	302
75	1,25	0,41	14859	359
87	1,45	0,48	17236	-
100	1,67	0,55	19812	-

Рекомендуемая скорость восходящего потока для качественной очистки скважины от 1,0 м/с достигается при расходе БР 182 л/мин. Данный расход не достижим на построенном экспериментальном стенде. Учитывая все гидравлические потери, максимальный расход БР составляет 100 л/мин для БР №1 и 75 л/мин для БР №2.

2.3 Характеристика применяемых материалов и оборудования

2.3.1 Основное оборудование и материалы

Экспериментальный стенд (рисунок 2.3.1) состоит из узлов, аналогичных по своему назначению с производственным буровым оборудованием и инструментом.



Рисунок 2.3.1 – Экспериментальный стенд: а) вид спереди, б) вид сбоку под углом 35°

В качестве привода вращателя используется дрель-миксер Фиолент МД1-11Э (рисунок 2.3.2), предназначенный для строительных работ. Технические характеристики представлены в таблице 2.3.1



Рисунок 2.3.2 – Вращатель (дрель Фиолент МД1-11Э)

Таблица 2.3.1 – Технические характеристики Фиолент МД1-11Э

Характеристика	Значение
Вес, кг	4,7
Габариты, мм	308x255x256
Патрон	M14
Мощность, Вт	1100
Количество скоростей работы	1
Максимальная частота вращения, об/мин	600
Максимальный крутящий момент, Н*м	85
Регулировка оборотов	электронная
Автомат отключения при износе щеток электродвигателя	Есть
Напряжение в сети, В	220

В качестве бурового насоса используется погружной дренажный насос Вихрь ДН-1100Н (рисунок 2.3.3), предназначенный для перекачивания загрязненной воды с содержанием частиц твердой фазы диаметром не более 35 мм. Насос выполнен из нержавеющей стали и оснащен устройством автоматического отключения поплавкового типа. Технические характеристики представлены в таблице 2.3.2.



Рисунок 2.3.3 – Насос Вихрь ДН-1100Н

Таблица 2.3.2 – Технические характеристики Вихрь ДН-1100Н

Характеристика	Значение
Максимальный напор, м	10
Максимальная подача, л/мин	258
Напряжение в сети, В	220
Мощность, Вт	1100
Диаметр пропускаемых частиц, мм	35
Максимальное количество включений, час ⁻¹	20
Максимальная температура жидкости, °С	35
Вес, кг	6

Вертлюг (рисунок 2.3.4) изготавливался специально для использования совместно с приводом Фиолент МД1-11Э и бурильными трубами с $d = 40\text{мм}$.



Рисунок 2.3.4 – Вертлюг в сборе с вращателем

Труба «скважина» (рисунок 2.3.5) изготовлена из оргстекла (акрила - ПММА) в компании Антейплекс (г. Санкт-Петербург). Данная труба прозрачна и по свойствам аналогична листам из органического стекла *Plexiglas GS*, обладает высокой светопропускающей способностью, высокой износоустойчивостью, стойкостью к механическим повреждениям и коррозии. Основные характеристики трубы приведены в таблице 2.3.3.

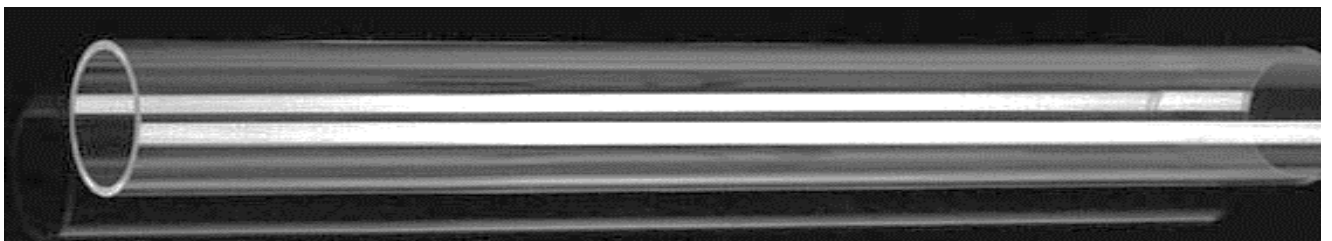


Рисунок 2.3.5 – Труба «скважина» из оргстекла «Антейплекс» (Санкт-Петербург)

Таблица 2.3.3 – Технические характеристики трубы «скважина»

Характеристика	В соотв. с норм.	Значение
Удельный вес, г/см ³	DIN 53479	1,19
Прочность при изгибе, кг/см	D790	1200
Предел прочности при растяжении, кг/см	D638	700
Модуль упругости, кг/см ²	D790	32 000
Твердость по Роквеллу (шарик), МПа	DIN 53456	100
Рабочая температура, °С	-	-40; +80
Длина, мм	-	2000
Наружный диаметр, мм	-	80
Толщина стенки, мм	-	3
Внутренний диаметр, мм	-	74

В качестве бурильных труб используются полипропиленовые (PPR) трубы *Ekoplastik PN 20* чешского производства (рисунок 2.3.6). Для придания БК формы, аналогичной форме колонны в напряженно-деформированном состоянии, трубы нагреваются и равномерно изгибаются. Таким образом, мы имеем 1 гладкую трубу L_0 , имеющую естественный эксцентриситет $\xi = 2$ мм, и 2 изогнутые трубы с длинами полуволен $L_1 = 1,8$ м и $L_3 = 0,6$ м. Основные характеристики трубы приведены в таблице 2.3.4.



Рисунок 2.3.6 – Бурильные трубы: а) 3 полуволены $L_3 = 0,6$ м; б) 1 полуволенна $L_1 = 1,8$ м; в) прямая труба без полуволен L_0 .

Таблица 2.3.4 – Технические характеристики «бурильной» трубы

Характеристика	Значение
Наружный диаметр, мм	40
Толщина стенки, мм	3,7
Внутренний диаметр, мм	32,6
Рабочее давление (max), бар	20
Длина, м	2
Удельный вес, кг/м	0,413
Рабочая температура, °С	70

В качестве шлама, имитирующего шламовое скопление на нижней стенке скважины, используется сухой фракционированный песок смешанного типа (ГОСТ 2138-91) с размером частиц 1,0-2,0 мм с ГОК Мураевня г. Рязань (рисунок 2.3.7).



Рисунок 2.3.7 – Песок (шлам) смешанного типа фракции 1,0-2,0 мм

Очистка бурового раствора от шлама производится в блоке очистки, разработанном соискателем. Блок очистки состоит из металлического корпуса с направляющими-держателями, устанавливаемого поверх ёмкости для бурового раствора (рисунок 2.3.8,а), и самих сит с разным размером ячеек (рисунок 2.3.8,б). Всего возможно установить в блок 5 сит. Сита являются взаимозаменяемыми и при проведении экспериментального исследования используются 3 сита с размером ячеек 0,5х0,5мм, 1,0х1,0мм и 2,0х2,0мм. Сетки тканые выполнены из стали (ГОСТ 3826-82).

Ёмкостью для бурового раствора служит металлическая бочка с вырезанной крышкой. Объем бочки 216,5 л.



а)



б)

Рисунок 2.3.8 – Блок очистки БР: а) ёмкость для бурового раствора; б) сита разного размера

2.3.2 Измерительные приборы экспериментального стенда

Поскольку привод, используемый в установке, не имеет возможности вывода информации о частоте вращения вала, для ее измерения применяется лазерный тахометр (рисунок 2.3.9), считающий отраженные лучи лазера от светоотражающей полоски, прикрепленной к валу (бурильной трубе). Технические характеристики тахометра представлены в таблице 2.3.5.



Рисунок 2.3.9 – Лазерный тахометр *DT-2234C+*

Таблица 2.3.5 – Технические характеристики тахометра *DT-2234C+*

Характеристика	Значение
Пределы измерений, об/мин	2,5 ÷ 99.999
Разрешение, об/мин	от 0,1 до 1000; от 1,0 свыше 1000
Время измерения, с	0,8
Точность	0,05%+1 знак
Расстояние измерения, мм	50 - 500
Габариты, мм	130x70x29
Масса, г	79
Питание (6F22 крона), В	9В

Расход бурового раствора измеряется с помощью ультразвукового расходомера *Greyline DFM 6.1* (рисунок 2.3.10,а), принцип работы которого основан на эффекте Доплера (рисунок 2.3.10,б). Данный измерительный прибор канадского производства позволяет измерять скорость и расход жидкой среды, содержащей частицы твердой фазы или газовые пузыри, а также выводить информацию на дисплей и переносить её на флеш-память через *USB*-интерфейс. Основные технические характеристики представлены в таблице 2.3.6.

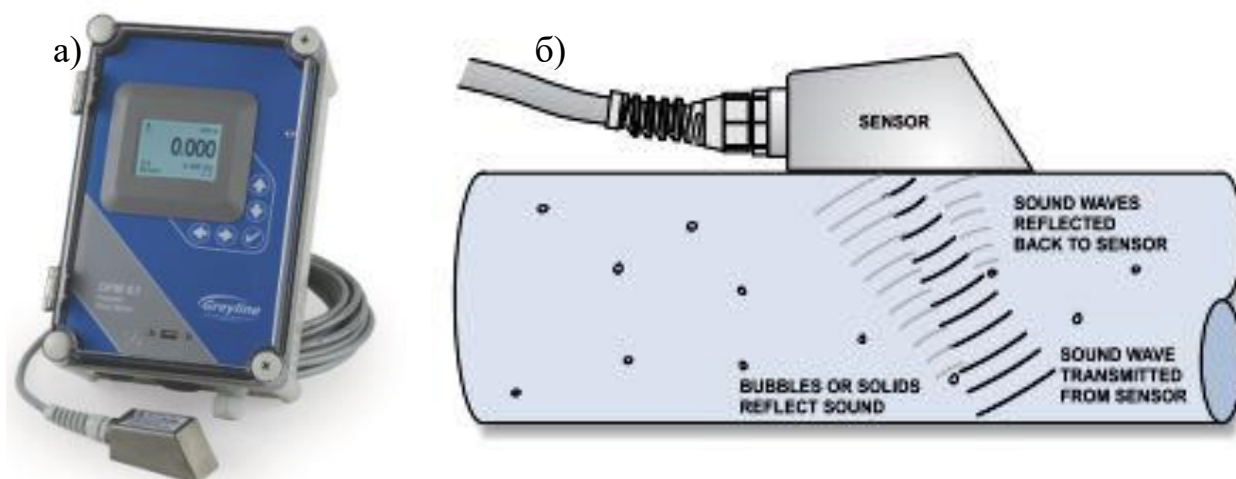


Рисунок 2.3.10 – Ультразвуковой расходомер *Greyline DFM 6.1*:

а) общий вид; б) схема принципа работы

Таблица 2.3.6 – Технические характеристики расходомера *Greyline DFM6.1*

Характеристика	Значение
Диапазон измерения скорости жидкости, м/с	$\pm 0,03 \dots 12,2$
Диаметр труб (внутренний), мм	12,7...4500
Погрешность измерения расхода	+ 2%
Акустическая мощность излучателя, Вт	0,030 - 0,035
Частота излучения, кГц	640
Степень защиты датчика, контроллера	IP66
Рабочая температура датчика, °С	-40...+120
Рабочая температура контроллера, °С	-23...+60
Дата-логгер, кол-во точек	2 000 000
Длина кабеля, м	< 152
Габариты, мм	278x188x130
Масса, кг	6,3
Питание, В	100...240 (9...32)

2.3.3 Буровой раствор и оборудование для измерения его параметров

При проведении экспериментов было решено использовать два типа БР, с целью возможности проанализировать влияние реологических свойств на транспорт шлама, а также исходя из легкости приготовления, замены и утилизации. В качестве БР № 1 используется техническая вода, в качестве БР № 2 используется псевдопластичная жидкость на водной основе с добавлением модифицированного КМЦ французского производства «*Quelyd*» с концентрацией $C = 18,5$ г/л.

Свойства БР, приготовленных в лаборатории буровых и тампонажных растворов кафедры Бурения скважин, при температуре $t = 23$ °С представлены в таблице 2.3.7.

Таблица 2.3.7 – Свойства применяемых буровых растворов

Раствор	Параметры растворов			
	плотность	вязкость	ДНС	СНС
	кг/см ³	мПа·с	Па	мПа·с
Ньютоновская жидкость	1001	0,94*	-	-
Псевдопластичная жидкость	1035	40,28**	16,92	2/2

Примечания: * - динамическая вязкость и ** - пластическая вязкость

Плотность бурового раствора измеряется с помощью весов рычажных-плотномера ВРП-1 отечественного производства (рисунок 2.3.11,а), основные технические характеристики прибора представлены в таблице 2.3.8.

Пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига и статическое напряжение сдвига измеряется вискозиметром ротационного типа *OFITE 1100 НРНТ* производства США (рисунок 2.3.11,б) – ГОСТ 29226-91. Управление процессом измерения, а также регистрация, обработка и отображение данных осуществляется с помощью аппаратно-программного комплекса «*ORCADA*». БР № 2 был также проанализирован с помощью ротационного вискозиметра *Rheotest RN 4.1* производства Германии (рисунок 2.3.11,в) и ПО «*Rheotest RN 4 Manager*».



а)

б)

в)

Рисунок 2.3.11 – Приборы для измерения свойств буровых растворов:

а) ВРП-1; 2) *OFITE 1100 НРНТ*; 3) *Rheotest RN 4.1*

Таблица 2.3.8 – Характеристики ВРП-1

Характеристика	Значение
Диапазон измерения плотности, г/см ³	0,8 ÷ 2,6
Класс точности	0,5
Вместимость мерного стакана, см ³	150 ± 0,2
Цена деления шкалы, г/см ³	0,01
Цена деления нониуса, г/см ³	0,001
Пределы допускаемой приведенной погрешности, %	0,5
Порог чувствительности, г/см ³ , не более	0,009
Сходимость измерений, г/см ³ , не более	0,009
Рабочая температура, °С	5 ÷ 50
Габариты, мм	424x112x98
Масса, кг	0,7

Основные характеристики применяемых вискозиметров представлены в таблице 2.3.9.

Таблица 2.3.9 – Характеристики применяемых вискозиметров

Характеристика	Значение	
	<i>OFITE 1100 HPHT</i>	<i>Rheotest RN 4.1</i>
Диапазон измерения динамической вязкости, мПа·с	0,15-0,45·10 ⁹	1-3·10 ⁹
Пределы допускаемой приведенной погрешности, %	± 1,5	± 3
Диапазон скоростей вращения двигателя, об/мин	0,01÷600	0÷2000
Диапазон напряжения сдвига, Па	0÷400	1,3÷3,5·10 ⁵
Диапазон градиентов скоростей сдвига, с ⁻¹	0,01÷1022	0,04÷20000
Максимальная рабочая температура жидкости, °С	260	200
Максимальное давление, кПа	6895	
Габаритные размеры, мм	360x330x760	290x280x500
Масса, кг	37,6	30
Напряжение питания, В	220	220

Анализ исследования БР № 2 показал, что жидкость соответствует реологической модели Гершеля-Балкли (1.4), описанной в разделе 1.2 с показателем поведения $n = 0,573$, индексом консистенции $K = 2,21 \text{ Па} \cdot \text{с}^n$ и степенью определенности 0,99.

Показатель поведения $n < 1$, это подтверждает, что БР № 2 является псевдопластичной жидкостью и разжижается при сдвиге. Степень определенности стремится к единице, что подтверждает адекватность применения модели Освальда для БР № 2.

2.4 Методы анализа результатов исследований

2.4.1 Планирование эксперимента по исследованию влияния продольного изгиба БК и параметров бурения на очистку НН скважин

Учитывая возможности экспериментальной установки, имеется ряд изменяемых параметров, исследование которых является основой для проведения полного факторного эксперимента (ПФЭ).

Исследования влияния регулируемых параметров эксперимента на очистку скважины от шлама по плану ПФЭ включают все возможные комбинации изучаемых факторов при выбранном числе уровней (количественные и качественные соотношения).

Ввиду необходимости оценки влияния реологических свойств бурового раствора на выносную способность шлама, невозможности фиксирования хотя бы одного параметра БР для последующего сравнения, а также уменьшения объемного расхода при работе насоса с вязкой жидкостью, вызванного увеличением гидравлического сопротивления на входе, было решено провести две серии экспериментов на разных типах БР. Входные параметры экспериментов при планировании представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Входные параметры экспериментов при планировании

Параметр	Ед. изм.	Серия экспериментов №1	Серия экспериментов №2
		Значение	
Q – расход БР	$\cdot 10^{-3}$ м ³ /с (л/мин)	1,25 (75); 1,45 (87); 1,67 (100)	0,83 (50); 1,05 (63); 1,25 (75)
n – частота вращения БК	с ⁻¹ (об/мин)	0,83 (50); 1,67 (100); 2,50 (150)	0,83 (50); 1,67 (100); 2,50 (150)
Li – кол-во полуволен БК	шт.	0; 1; 3	0; 1; 3
α – зенитный угол	градус	35; 55; 70	35; 55; 70
Тип и свойства БР:	–	БР № 1 – ньютоновская модель	БР № 2 – псевдопластичная модель
ρ – плотность	кг/м ³	1001	1035
PV (η) - вязкость	мПа·с	0,941 (η)	40,283 (PV)
УР - ДНС	Па	-	16,92
T - температура	°С	23	23

Зависимость числа опытов от числа уровней факторов имеет вид (2.5) [70]:

$$N_i = p^K, \quad (2.5)$$

где i – серия экспериментов;

p – число уровней;

K – число рассматриваемых факторов.

Согласно (2.5) при вариации переменных на 3-х уровнях, для каждой серии экспериментов, общее число опытов составляет:

$$N_1 = N_2 = 3^4 = 81$$

Согласно (2.4), число опытов для каждой серии экспериментов равняется 81.

В качестве рассматриваемых факторов принято:

$X_1 (Q)$ – расход бурового раствора, $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$;

$X_2 (n)$ – частота вращения БК, с^{-1} ;

$X_3 (\alpha)$ – зенитный угол скважины, градус;

$X_4 (L_i)$ – количество полуволн БК, ед.

Уровни варьирования факторов для серии экспериментов № 1:

для $X_1 (Q) \Rightarrow 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}, 1,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}, 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$;

для $X_2 (n) \Rightarrow 0,83 \text{ с}^{-1}, 1,67 \text{ с}^{-1}, 2,5 \text{ с}^{-1}$;

для $X_3 (\alpha) \Rightarrow 35^\circ, 55^\circ, 70^\circ$;

для $X_4 (L_i) \Rightarrow 0, 1, 3$.

Уровни варьирования факторов для серии экспериментов № 2:

для $X_1 (Q) \Rightarrow 0,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}, 1,05 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}, 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$;

для $X_2 (n) \Rightarrow 0,83 \text{ с}^{-1}, 1,67 \text{ с}^{-1}, 2,5 \text{ с}^{-1}$;

для $X_3 (\alpha) \Rightarrow 35^\circ, 55^\circ, 70^\circ$;

для $X_4 (L_i) \Rightarrow 0, 1, 3$.

При наличии 4-х варьируемых факторов на 3-х уровнях, уравнение регрессии будет содержать вторые степени факторов, образуя полином второго порядка (2.6) [83]:

$$y = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i + \sum_{i,u=1}^k b_{iu} x_i^2 + \sum_{\substack{i,u=1 \\ i \neq u}} b_{iju} x_i x_u + \dots \quad (2.6)$$

В случае полинома второго порядка, каждая серия экспериментов содержит большое количество опытов $N = 81$, а число коэффициентов $b = 15$. Осуществление ПФЭ для второго порядка не только сложно, но и не целесообразно [70, 83].

Однако, учитывая то, что никто в мире не рассматривает контролируруемую потерю устойчивости БК как позитивный фактор, положительно влияющий на очистку скважины, и то, что выдвинута гипотеза о положительном влиянии баклинга БК на очистку НН скважин от шлама, необходимо провести полные серии экспериментов с повторением каждого опыта не менее 3 раз.

Функции отклика, в результате планируемого эксперимента, представляют собой поверхности, описываемые уравнением (2.7) [83]:

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{12}x_1x_2 \quad (2.7)$$

План серий экспериментов №1 и №2 по изучению влияния параметров бурения и баклинга БК на транспорт шлама представлен в таблице 2.4.2.

2.4.2 Обработка результатов экспериментальных исследований влияния параметров бурения и продольного изгиба БК на очистку НН скважин

Для сокращения затрат времени на обработку и интерпретацию результатов экспериментальных исследований (более 500 опытов) применяется современное ПО для статистического анализа «*Statistica*» версии 13 и «*MS Office Excel 2020*».

Результаты обработки экспериментальных данных представлены в Главе 3 диссертации.

Таблица 2.4.2 – План эксперимента (ПФЭ) по изучению влияния изгиба БК и параметров бурения на очистку НН скважин от шлама

План ПФЭ. Вынесенный шлам, доля единицы									
Кол-во полуовин БК L_i , шт.	N, об/мин	БР № 1 – Ньютоновская жидкость				БР № 2 – Псевдопластичная жидкость			
		Расход, л/мин	Зенитный угол			Расход, л/мин	Зенитный угол		
			35° (-1)	55° (0)	70° (+1)		35° (-1)	55° (0)	70° (+1)
L_0 (-1)	50 (-1)	75 (-1)	-1	-1	-1	75 (-1)	-1	-1	-1
	100 (0)	87 (0)	-1	-1	0	87 (0)	-1	-1	0
	150 (+1)	100 (+1)	-1	0	+1	100 (+1)	-1	0	+1
	50 (-1)	75 (-1)	-1	-1	0	75 (-1)	-1	-1	0
	100 (0)	87 (0)	-1	0	+1	87 (0)	-1	0	+1
	150 (+1)	100 (+1)	0	+1	+1	100 (+1)	0	+1	+1
	50 (-1)	75 (-1)	-1	0	+1	75 (-1)	-1	0	+1
	100 (0)	87 (0)	0	+1	+1	87 (0)	0	+1	+1
	150 (+1)	100 (+1)	+1	+1	+1	100 (+1)	+1	+1	+1
L_1 (0)	50 (-1)	75 (-1)	-1	-1	-1	75 (-1)	-1	-1	-1
	100 (0)	87 (0)	-1	-1	0	87 (0)	-1	-1	0
	150 (+1)	100 (+1)	-1	0	+1	100 (+1)	-1	0	+1
	50 (-1)	75 (-1)	-1	-1	0	75 (-1)	-1	-1	0
	100 (0)	87 (0)	-1	0	+1	87 (0)	-1	0	+1
	150 (+1)	100 (+1)	0	+1	+1	100 (+1)	0	+1	+1
	50 (-1)	75 (-1)	-1	0	+1	75 (-1)	-1	0	+1
	100 (0)	87 (0)	0	+1	+1	87 (0)	0	+1	+1
	150 (+1)	100 (+1)	+1	+1	+1	100 (+1)	+1	+1	+1
L_3 (+1)	50 (-1)	75 (-1)	-1	-1	-1	75 (-1)	-1	-1	-1
	100 (0)	87 (0)	-1	-1	0	87 (0)	-1	-1	0
	150 (+1)	100 (+1)	-1	0	+1	100 (+1)	-1	0	+1
	50 (-1)	75 (-1)	-1	-1	0	75 (-1)	-1	-1	0
	100 (0)	87 (0)	-1	0	+1	87 (0)	-1	0	+1
	150 (+1)	100 (+1)	0	+1	+1	100 (+1)	0	+1	+1
	50 (-1)	75 (-1)	-1	0	+1	75 (-1)	-1	0	+1
	100 (0)	87 (0)	0	+1	+1	87 (0)	0	+1	+1
	150 (+1)	100 (+1)	+1	+1	+1	100 (+1)	+1	+1	+1

2.5 Выводы по Главе 2

На основании материалов, изложенных в Главе 2, можно сделать выводы:

1. Представлены входные данные и методика для проведения вычислительного эксперимента (моделирования) влияния продольной потери устойчивости БК на очистку НН скважины от шлама в ПО «*Landmark*» (*Halliburton*).

2. Для решения поставленных задач на кафедре Бурения скважин Санкт–Петербургского горного университета разработан нестандартный экспериментальный стенд и методика проведения исследований. Данный стенд воссоздает скважинные условия с геометрическим подобием 1:3 и позволяет моделировать процесс транспортирования шлама на дневную поверхность, в зависимости от зенитного угла, частоты вращения БК, количества и длин полуволи БК, образовавшихся в результате продольной потери устойчивости, а также объемного расхода, реологических свойств БР и фракции шлама.

3. Согласно методике планирования экспериментов, был выбран план Полного факторного эксперимента, при варьировании 4-х факторов на 3-х уровнях. Количество опытов, проведенных по разработанной методике в ходе двух серий экспериментов, с ньютоновской (№1) и псевдопластичной (№2) жидкостями, составляет более 486.

4. Использование методик планирования экспериментов и ПО «*Statistica 13*» для статистической обработки и интерпретации результатов позволяют оптимизировать большой объём экспериментальных данных, а также оценить их приемлемость и достоверность.

ГЛАВА 3 РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ И ИЗГИБА БК НА КАЧЕСТВО ОЧИСТКИ НН СКВАЖИН ОТ ШЛАМА

3.1 Результаты моделирования и анализа влияния продольной потери устойчивости БК на очистку НН скважины от шлама в ПО «*Landmark*»

Анализ моделирования бурения НН скважины с выбранной компоновкой показал, что потеря устойчивости 1-го рода возникает при весе на долоте 15,63 т, а при достижении нагрузки 20,79 т возникает потеря устойчивости 2-го рода, при вращении всей колонны, начиная с глубины 2058,57 м. Объемный расход БР изменялся от 1 до 30 л/с с шагом 10 л/с, частота вращения БК изменялась от 50 до 150 об/мин с шагом 50 об/мин.

Распределение напряжений в БК при бурении без потери устойчивости (а) и при бурении со смоделированным синусоидальным изгибом (б), а также графики распределения высоты шламовой подушки по глубине представлены на рисунке 3.1.1. Местоположение потери устойчивости выделено желтым цветом.

Анализ экспериментальных данных показал, что с увеличением расхода БР объем взвешенного шлама и высота шламовой подушки значительно уменьшаются. Так, например, на глубине 2700 м, при постоянной частоте вращения БК ($n = const$) 150 об/мин и изменении расхода БР (Q) от 10 до 30 л/с, объем взвешенного шлама уменьшается с 1,60 до 0,52%, а высота шламовой подушки с 109,0 до 7,4 мм.

Увеличение частоты вращения БК лишь незначительно повышает качество очистки скважины. На глубине 2700 м, при постоянном расходе БР 20 л/с и изменении частоты вращения БК от 50 до 150 об/мин, объем взвешенного шлама остается постоянным и равен 0,8%, что обусловлено движением взвешенных частиц в общем потоке при постоянном расходе БР, а высота шламовой подушки уменьшается с 65 до 57 мм.

После моделирования нагрузки на долото, при котором БК теряет свою устойчивость и принимает форму синусоиды, было обнаружено, что наличие синусоидального изгиба БК не вызывает изменений в гидравлической системе.

Количество взвешенного шлама и высота шламовой подушки не изменяется и остается таким же, как и при нормальном режиме работы БК (рисунок 3.1.5). Сам синусоидальный изгиб БК и его местоположение не влияют на транспортировку шлама, даже если увеличивать нагрузку на долото до 100 т.

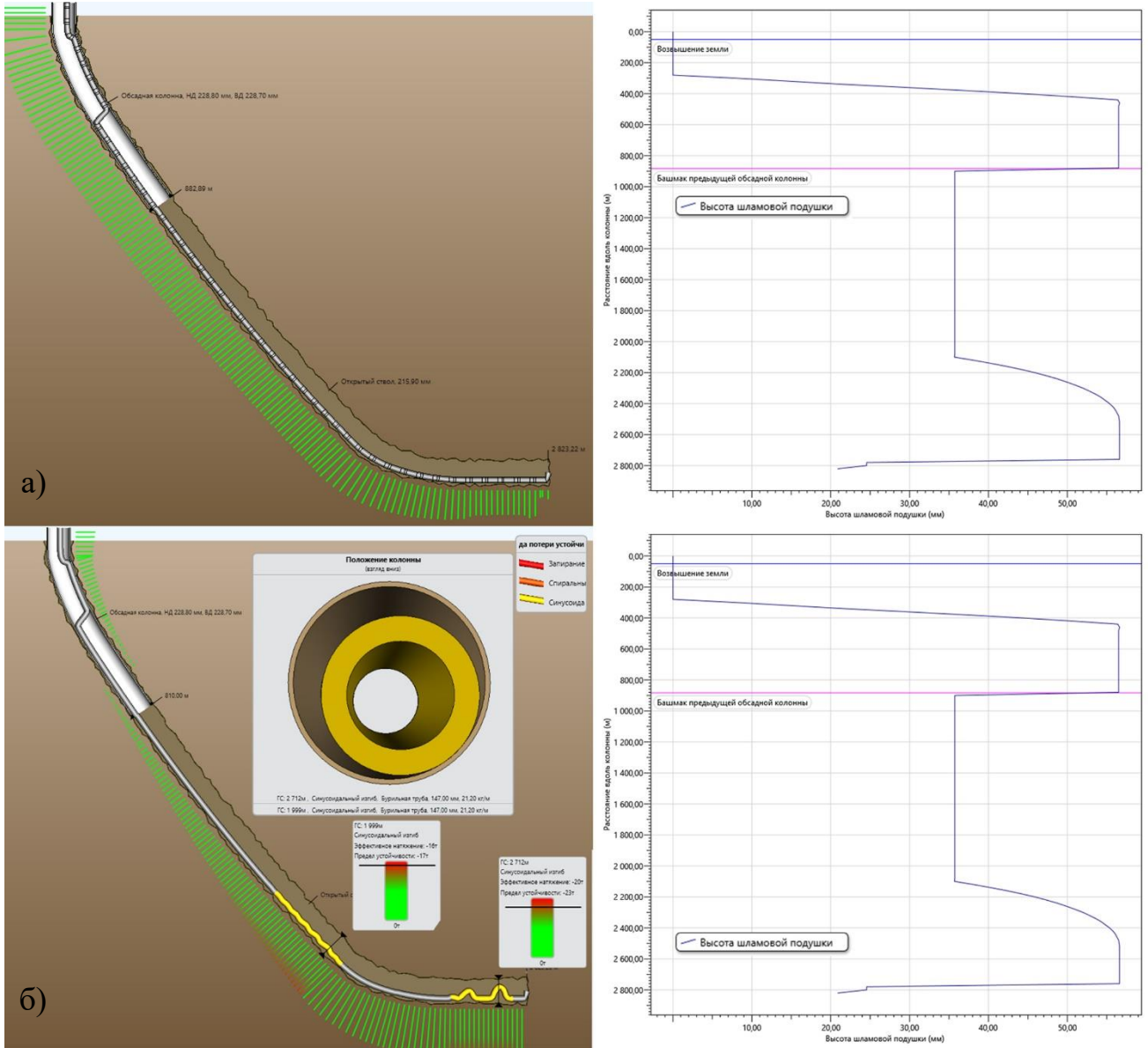


Рисунок 3.1.1 – Напряжения в БК при моделировании бурения: напряжения по Мизесу без осложнений (а), синусоидальный изгиб на тангенциальном и горизонтальном участках (б) и соответствующие им графики распределения высоты шламовой подушки по глубине при расходе БР 20 л/с и частоте вращения 150 об/мин.

Обобщая вышеупомянутое, можно сделать вывод о том, что ПО «*Landmark*» не учитывает влияние пространственной формы БК на образование шламовой подушки и количество вынесенного шлама (рисунок 3.1.1). Математические расчеты, заложенные в программный комплекс, опираются лишь на расход БР и

настройки гидравлики (рисунок 2.1.3,в): диаметр и плотность частиц шлама, пористость пласта, скорость проходки и скорость вращения ротора.

Результаты моделирования синусоидального изгиба БК в скважине и отсутствие его влияния на транспортировку шлама стали одной из предпосылок к разработке нестандартного лабораторного оборудования и проведению серии экспериментальных работ по изучению влияния количества полуволин БК на очистку НН скважин от шлама, в зависимости от зенитного угла, частоты вращения БК, фракции шлама, свойств БР и объемного расхода БР.

3.2 Обобщенные результаты натуральных экспериментальных исследований

Результаты исследований, полученные в ходе двух серий натуральных экспериментов на разных типах БР, представлены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Приведенные результаты экспериментальных исследований

Приведенные результаты экспериментов. Вынесенный шлам, доля единицы											
Кол-во полуволин БК L_z , шт.	Частота вращения БК, c^{-1} (об/мин)	БР № 1 - Ньютоновская жидкость ($\eta = 0,94$ мПа·с; $Y_P = -$ Па)					БР № 2 - Псевдопластичная жидкость ($PV=40,28$ мПа·с; $Y_P = 16,92$ Па)				
		врем	Расход БР $\cdot 10^{-3}$, m^3/c (л/мин)	Зенитный угол			врем	Расход БР $\cdot 10^{-3}$, m^3/c (л/мин)	Зенитный угол		
				35°	55°	70°			35°	55°	70°
0	0,83 (050)	30	1,25 (75)	0,027	0,000	0,000	60	0,83 (50)	0,275	0,153	0,222
	1,67 (100)		1,25 (75)	0,030	0,000	0,000		0,83 (50)	0,303	0,188	0,250
	2,50 (150)		1,25 (75)	0,032	0,000	0,000		0,83 (50)	0,339	0,220	0,297
	0,83 (050)		1,45 (87)	0,060	0,028	0,040		1,05 (63)	0,332	0,190	0,273
	1,67 (100)		1,45 (87)	0,063	0,032	0,043		1,05 (63)	0,413	0,240	0,320
	2,50 (150)		1,45 (87)	0,070	0,037	0,048		1,05 (63)	0,459	0,310	0,387
	0,83 (050)		1,67 (100)	0,177	0,094	0,135		1,25 (75)	0,392	0,222	0,317
	1,67 (100)		1,67 (100)	0,179	0,097	0,139		1,25 (75)	0,571	0,370	0,500
	2,50 (150)		1,67 (100)	0,183	0,100	0,143		1,25 (75)	0,800	0,525	0,667
1	0,83 (050)	30	1,25 (75)	0,030	0,000	0,000	60	0,83 (50)	0,286	0,155	0,230
	1,67 (100)		1,25 (75)	0,033	0,000	0,013		0,83 (50)	0,320	0,197	0,262
	2,50 (150)		1,25 (75)	0,043	0,000	0,029		0,83 (50)	0,355	0,252	0,313
	0,83 (050)		1,45 (87)	0,067	0,031	0,045		1,05 (63)	0,349	0,195	0,279
	1,67 (100)		1,45 (87)	0,070	0,035	0,049		1,05 (63)	0,437	0,248	0,330
	2,50 (150)		1,45 (87)	0,105	0,052	0,072		1,05 (63)	0,487	0,322	0,402
	0,83 (050)		1,67 (100)	0,200	0,112	0,153		1,25 (75)	0,419	0,273	0,339
	1,67 (100)		1,67 (100)	0,205	0,120	0,165		1,25 (75)	0,615	0,390	0,523
	2,50 (150)		1,67 (100)	0,260	0,154	0,213		1,25 (75)	0,840	0,560	0,705

Продолжение таблицы 3.2.1

3	0,83 (050)		1,25 (75)	0,035	0,014	0,020		0,83 (50)	0,302	0,168	0,240
	1,67 (100)		1,25 (75)	0,053	0,026	0,036		0,83 (50)	0,350	0,217	0,292
	2,50 (150)		1,25 (75)	0,162	0,080	0,110		0,83 (50)	0,410	0,278	0,349
	0,83 (050)		1,45 (87)	0,088	0,040	0,059		1,05 (63)	0,369	0,210	0,285
	1,67 (100)		1,45 (87)	0,107	0,047	0,068		1,05 (63)	0,479	0,275	0,367
	2,50 (150)		1,45 (87)	0,500	0,290	0,405		1,05 (63)	0,612	0,345	0,430
	0,83 (050)		1,67 (100)	0,207	0,120	0,157		1,25 (75)	0,500	0,303	0,433
	1,67 (100)		1,67 (100)	0,219	0,132	0,173		1,25 (75)	0,722	0,460	0,612
	2,50 (150)		1,67 (100)	1,000	0,580	0,833		1,25 (75)	1,000	0,658	0,822

Помимо сравнения экспериментальных данных, отражающих влияние параметров бурения и баклинга БК на вынос шлама (результаты взвешивания), оценить процесс транспортирования шлама на наклонно-направленных участках скважины было возможно визуально (рисунок 3.2.1) ввиду прозрачности стендовой трубы «скважина» [109].

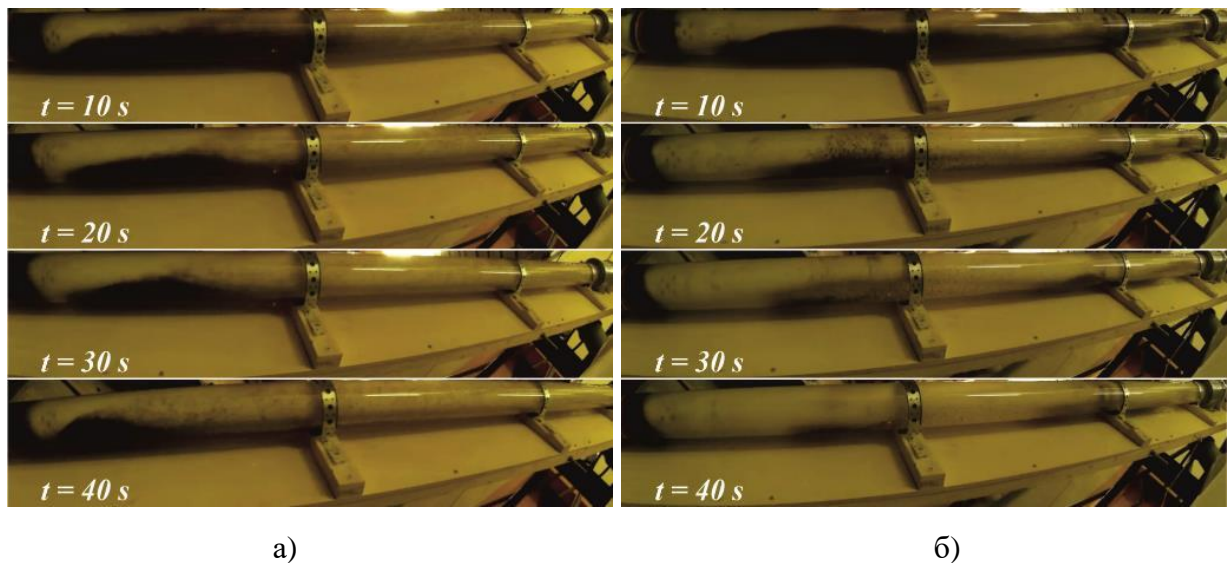


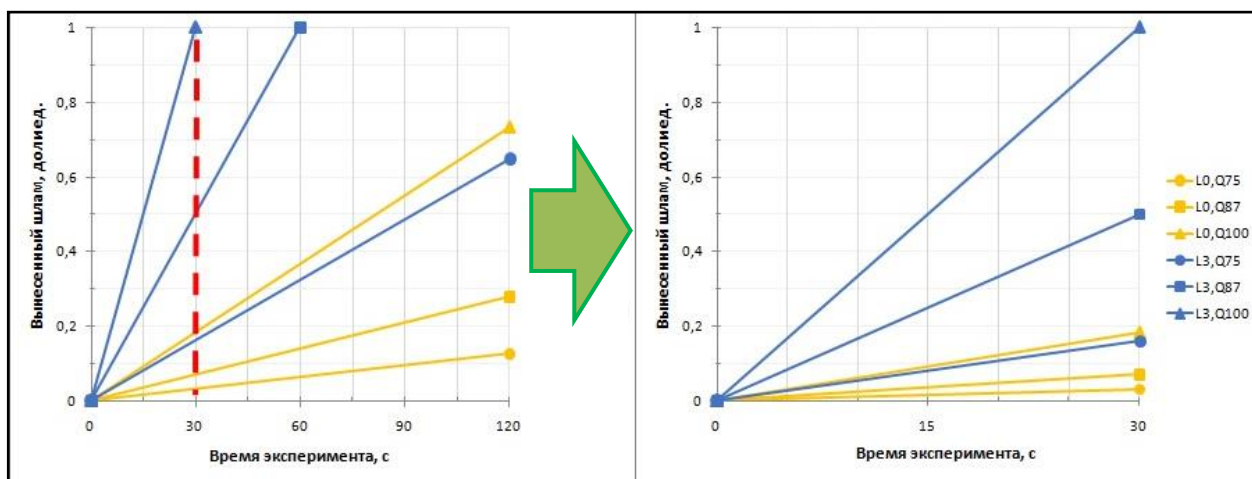
Рисунок 3.2.1 – Временной коллаж фотографий опытов через каждые 10 с после начала эксперимента с БР № 2 при $\alpha = 70^\circ$, $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, вращении с частотой $n = 1,67 \text{ с}^{-1}$ прямой БК L_0 (а) и БК с 3-мя полуволнами L_3 (б)

Согласно разработанной методике [109], для оценки эффективности гидромеханической очистки НН скважины БК, находящейся в состоянии баклинга I рода, масса засыпаемого песка $m = 1,5 \text{ кг}$ была принята за единицу. В некоторых случаях, при отведенном на 1 опыт времени $t = 120 \text{ с}$, оказалось

невозможным оценить качество очистки ввиду того, что при некоторых значениях изменяемых параметров, полная очистка происходила раньше. **По этой причине в ходе проведения экспериментов изменилась методика, и количество вынесенного шлама было пересчитано по времени.** Для серии экспериментов № 1 время составило $t_1 = 30$ с, а для серии экспериментов № 2 время $t_2 = 60$ с.

Исходная и пересчитанная (отсечка красной линией) интенсивности выноса шлама, на примере ньютоновской жидкости, представлены на рисунке 3.2.2.

Из графиков видно, что при вращении БК L_3 с 3-мя полуволнами (синие линии) с частотой $n = 2,5 \text{ с}^{-1}$, качество очистки скважины весьма увеличивается, в сравнении с прямой БК (желтые линии) при различных расходах БР.



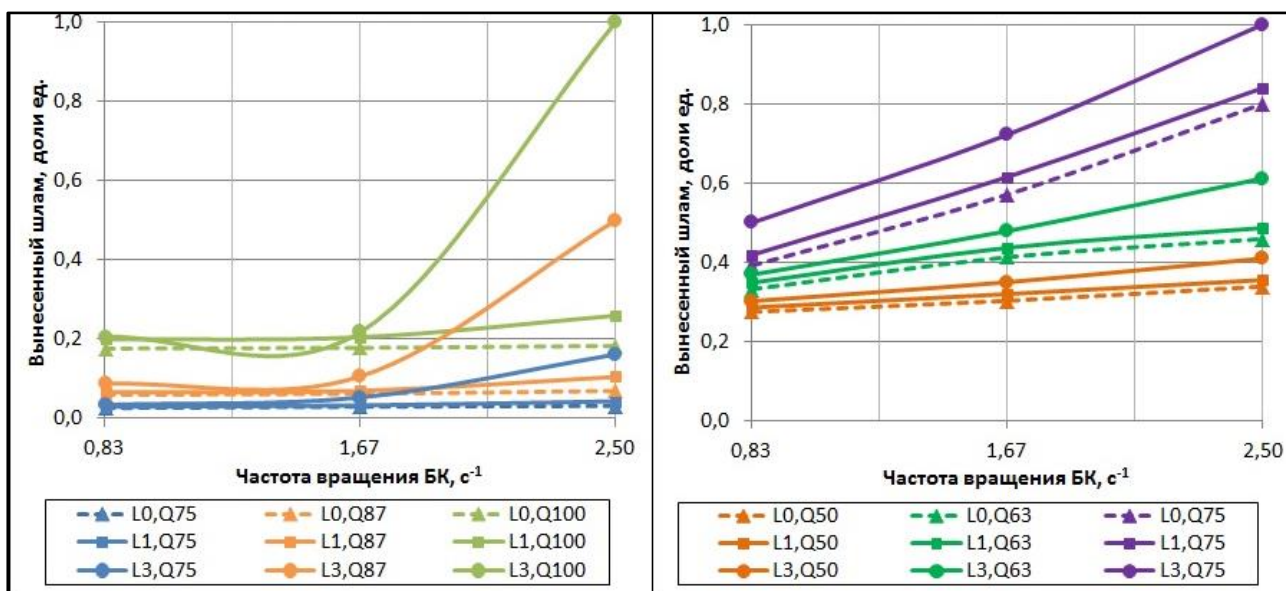
а)

б)

Рисунок 3.2.2 – Исходные (а) и приведенные (б) интенсивности выноса шлама при различных расходах БР № 1, с частотой вращения $n = 2,5 \text{ с}^{-1}$ прямой БК L_0 и БК с 3-мя полуволнами L_3

После пересчета по времени представляется возможным оценка выносной способности шлама из скважины в зависимости от зенитного угла, расхода БР, частоты вращения и баклинга БК.

Данные, полученные в результате экспериментальных исследований, можно интерпретировать как на плоскости, в двумерном пространстве (рисунок 3.2.3), так и в трёхмерном пространстве, в виде поверхностей (рисунок 3.3.2), в зависимости от количества фиксированных переменных.

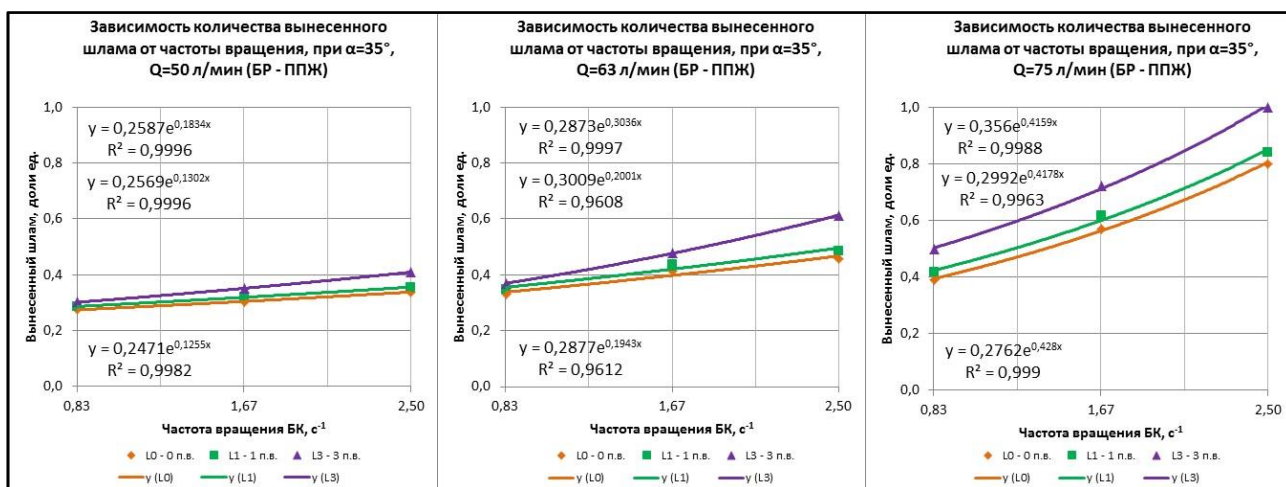


а)

б)

Рисунок 3.2.3 – Выносная способность шлама при зенитном угле $\alpha = 35^\circ$, в зависимости от частоты вращения, длины и количества полуволен БК, расхода БР № 1 (а) и БР № 2 (б)

Для каждого случая интерпретации были получены математические зависимости – уравнения регрессии с коэффициентами корреляции (рисунок 3.2.4).



а)

б)

в)

Рисунок 3.2.4 – Зависимости количества вынесенного шлама от частоты вращения, при зенитном угле скважины $\alpha = 35^\circ$, различных длинах и количествах полуволен БК, постоянном расходе БР № 2 $Q = 50$ л/мин (а), $Q = 63$ л/мин (б), $Q = 75$ л/мин (в)

Всего разработано 2 математические модели (№1 и №2), каждая из которых включает в себя по 27 уравнений, описывающих изменение качества очистки скважины от шлама в зависимости от варьируемых параметров (приложения В, Г), а также уравнения моделей жидкости, начальные и граничные условия их

применения. Верификация и статистическая обработка экспериментальных данных, проведенные с применением ПО «*Statistica 13*» и «*MS Office Excel*», представлены в разделе 3.6.

Влияние расхода БР. Экспериментальные данные подтверждают предыдущие исследования и ключевую роль расхода БР (скорости восходящего потока) в процессе транспортирования шлама из скважины.

С увеличением расхода БР, увеличивается количество вынесенного на дневную поверхность шлама, однако важно помнить о необходимом условии - превышении скорости восходящего потока над скоростью осаждения твердых частиц.

Необходимо отметить, что не менее важными факторами, оказывающими влияние на вынос шлама, являются свойства БР, значимость которых экспериментально подтверждена и описана в разделе 3.5.

Важно отметить значимость режима течения БР, и как следствие режим транспортировки шлама. В ходе проведения экспериментов наблюдались все режимы транспортирования, согласно классификации Дж.Т. Форда [99].

При повышенной сложности транспортирования, чему соответствуют низкий расход БР и частота вращения БК, а также отсутствие реологических свойств, характеризуют движение шлама по неподвижному слою. Последующее увеличение расхода БР и частоты вращения БК способствуют улучшению условий транспортирования, переходя сначала в режим в движущемся слое, а при последующем увеличении к скачкообразному движению и к движению с изменяющейся концентрацией.

В случае, когда БР обладал реологическими свойствами, режим транспортирования шлама в суспензии изменялся от скачкообразного движения, до движения в песчаных комках с последующей изменяющейся, а потом и постоянной концентрацией, при увеличении расхода БР и частоты вращения БК от минимальных до максимальных значений, в соответствии с эксплуатационными возможностями лабораторной установки.

Влияние частоты вращения БК. Анализируя влияние частоты вращения БК на очистку НН скважин от шлама, можно сделать заключение о том, что само вращение и увеличение скорости вращения БК положительно влияют на вынос шлама, однако при вариации других параметров бурения возникают условия, вследствие которых частота вращения оказывает обратный эффект, ухудшая транспортировку шлама. Подробнее вопрос влияния частоты вращения БК, а также других параметров, на очистку скважины разными типами БР, описан в разделах 3.3 и 3.4.

3.3 Результаты исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на очистку НН скважин от шлама с использованием БР № 1 (ньютоновская жидкость)

Влияние зенитного угла. Экспериментальные данные, отражающие влияние расхода и свойств БР, зенитного угла и синусоидального баклинга БК на вынос шлама, при постоянно частоте вращения, представлены на рисунке 3.3.1.

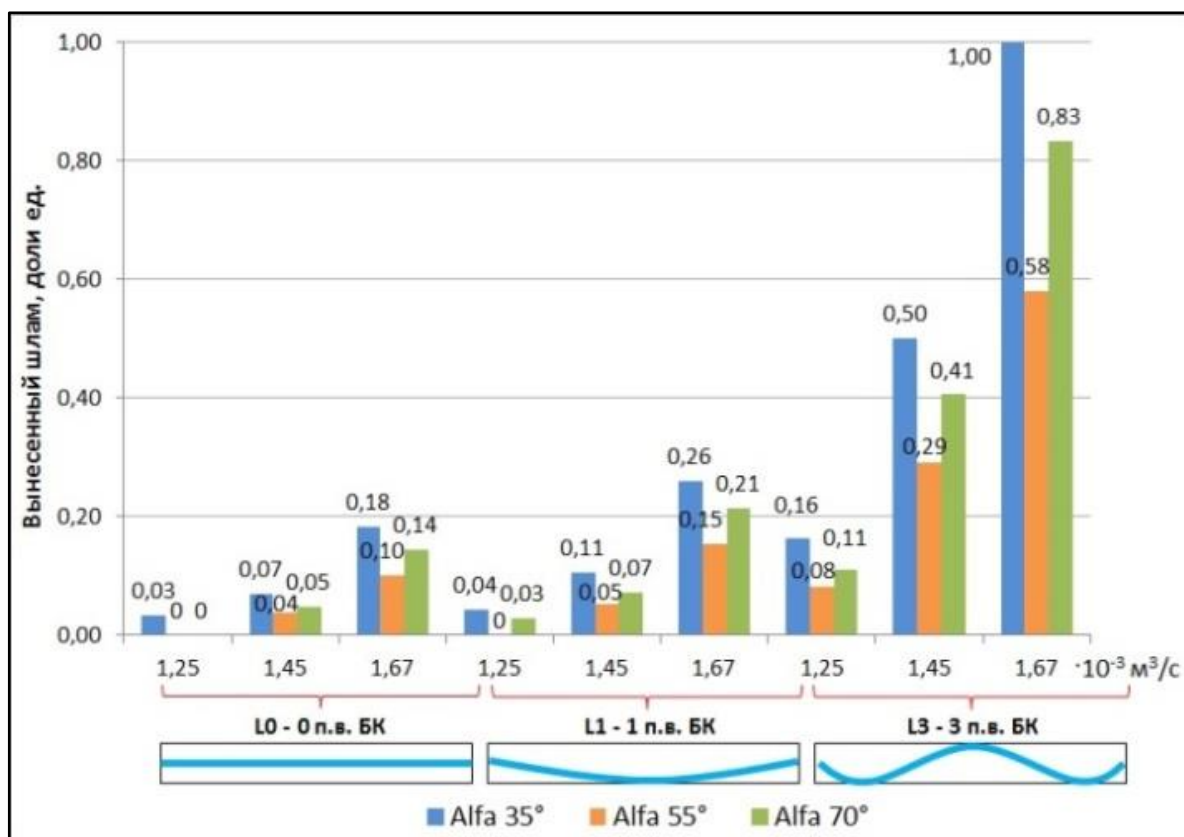


Рисунок 3.3.1 – Доля вынесенного шлама БР № 1 в зависимости от параметров бурения, зенитного угла, продольного изгиба БК, при постоянной частоте вращения БК $n = 2,5 \text{ с}^{-1}$

Анализируя рисунок 3.3.1 можно заметить, что с увеличением зенитного угла α с 35° до 55° , при работе с ньютоновской жидкостью, вынос шлама уменьшается на $40 \div 56 \%$, в зависимости от расхода БР $Q = 1,25 \div 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ и частоты вращения БК $n = 0,83 \div 2,50 \text{ с}^{-1}$. При расходе $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ не обеспечивается достаточная скорость восходящего потока, и очистка ухудшается на $51 - 60\%$ при наличии 3-х полуволен БК, вплоть до полного отсутствия выноса шлама – 100% , при вращении прямой БК и БК с 1-й полуволенной.

Последующее увеличение зенитного угла α с 55° до 70° , при прочих равных условиях, позитивно влияет на качество очистки скважины, и вынос шлама улучшается на $30 \div 48 \%$.

При сравнении результатов экспериментов с увеличением зенитного угла α с 35° до 70° , транспортировка шлама ухудшается на $17 \div 42 \%$. Скорость восходящего потока при $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ становится достаточной для выноса незначительно объема шлама при вращении БК с 1-й полуволенной (ухудшение выноса на $34 \div 60 \%$), но все также не достаточной для прямой БК.

Влияние синусоидального баклинга БК. Экспериментальные данные подтверждают положительное влияние пространственной формы БК, а именно синусоидального изгиба, на очистку НН скважин от шлама.

Из рисунка 3.3.1 видно, что при проведении экспериментов, с использованием в качестве очистного агента ньютоновской жидкости, в зависимости от расхода $Q = 1,25 \div 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ и частоты вращения БК $n = 0,83 \div 2,50 \text{ с}^{-1}$, отмечается относительное увеличение выносной способности шлама.

Так при бурении скважины с зенитным углом $\alpha = 35^\circ$, наличие 1-й полуволены БК приводит к улучшению выноса шлама на $12 \div 50 \%$, относительно вращения прямой БК без полуволен. А при наличии 3-х полуволен БК шлам выносится лучше в 3,5 раза, относительно вращения БК с 1-й полуволенной, и в 6 раз относительно вращения прямой БК без полуволен при частоте вращения БК $n = 2,50 \text{ с}^{-1}$.

При исследовании транспорта шлама в зоне критических зенитных углов, с $\alpha = 55^\circ$, наличие 1-й полуволены БК приводит к улучшению выноса шлама на $9 \div$

54%, относительно вращения БК без полуволен. Особенно примечательно, что при наличии 3-х полуволен БК шлам выносится лучше в 4,5 раза, относительно вращения БК с 1-й полуволенной, и более чем в 6,5 раз, относительно вращения прямой БК без полуволен, при частоте вращения БК $n = 2,50 \text{ с}^{-1}$.

После прохождения критической зоны, при вращении БК в скважине с зенитным углом $\alpha = 70^\circ$ (рисунок 3.3.2), наличие 1-й полуволены БК приводит к улучшению выноса шлама на $13 \div 49\%$, относительно вращения прямой БК без полуволен. А при вращении с частотой $n = 2,50 \text{ с}^{-1}$ и наличии 3-х полуволен БК шлам выносится лучше в 4,5 раза, относительно вращения БК с 1-й полуволенной, и более чем в 8 раз, относительно вращения прямой БК без полуволен.

Оценить влияние баклинга БК, а также частоты вращения и расхода БР, на очистку НН скважин от шлама, а также спрогнозировать изменения качества очистки скважины, возможно благодаря полученным моделям, на примере экспериментов с зенитным углом $\alpha = 70^\circ$, представленных на рисунке 3.3.2.

При вращении БК с 1-й полуволенной, в сравнении с прямой БК без полуволен, количество вынесенного шлама увеличилось незначительно, а при вращении БК с 3-я полуволенами, наблюдалось ураганное увеличение (в разы) количества шлама на ситах, при прочих одинаковых параметрах бурения. Схожая картина наблюдается и при других зенитных углах – 35° и 55° (приложение В).

Незначительная разница в количестве вынесенного шлама при вращении прямой БК и БК с 1-й полуволенной обусловлена наличием собственного эксцентриситета $\zeta = 2 \text{ мм}$ и действием центробежной силы, что при вращении приближает прямую БК к изогнутой форме БК с 1-й полуволенной.

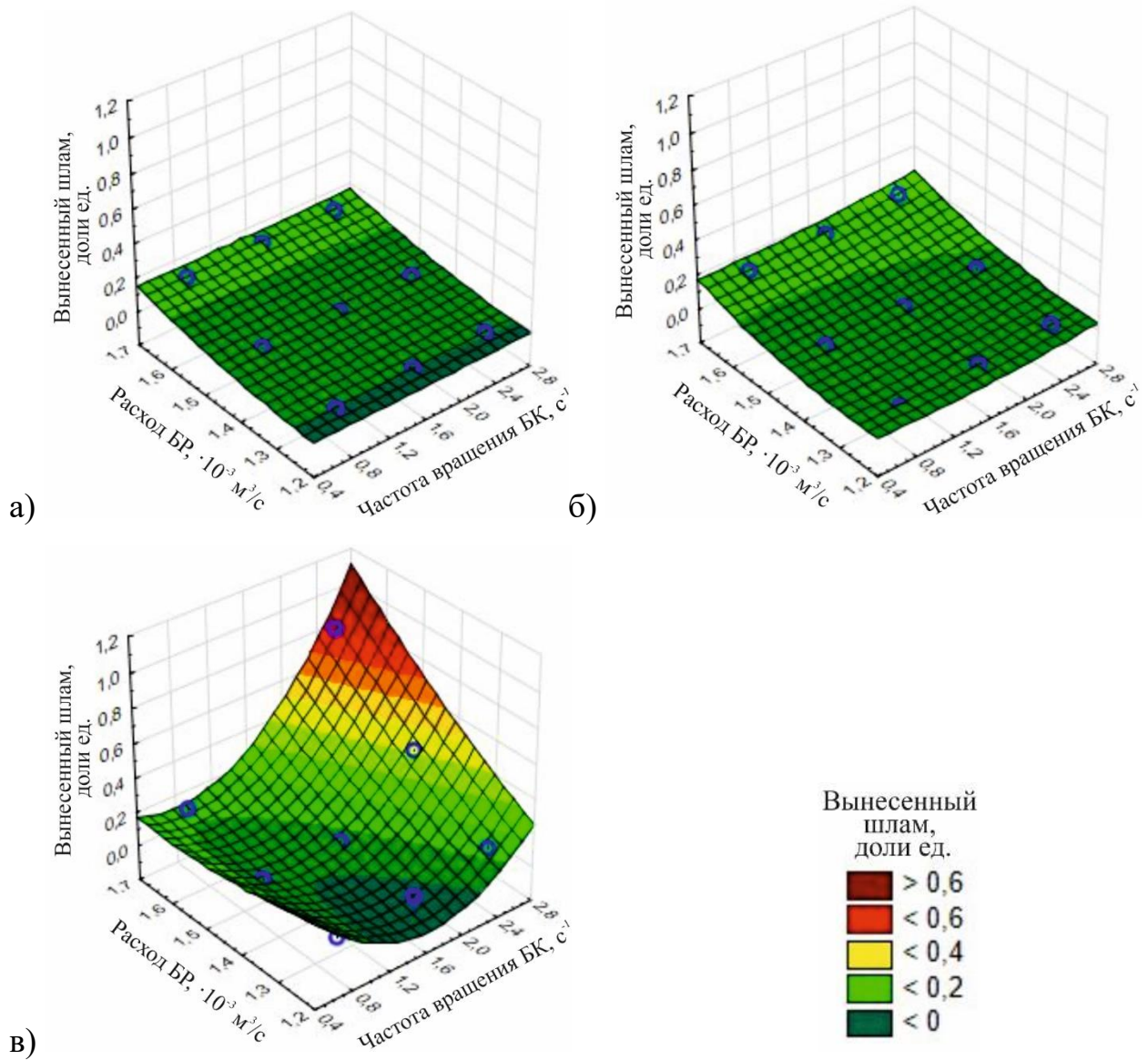


Рисунок 3.3.2 – Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР № 1, частоты вращения и количества полуволи БК: без полуволи (а); с 1-ой полуволиной (б), с 3-мя полуволинами (в), при зенитном угле $\alpha = const = 70^\circ$

Таблица 3.3.1 – Математические зависимости, представленные на рисунке 3.3.2

Рис. 3.3.2	Математические зависимости, входящие в модель №1	Кол-во полуволи БК (L_i)	X	Y	Constant
а)	$Z(L_0) = 0,678 - 0,0148x - 1,1825y + 0,0005x^2 + 0,0112xy + 0,5119y^2$	0	Частота вращения БК, с ⁻¹ N € (0,83... 2,50)	Расход БР, $\cdot 10^3$ м ³ /с Q € (1,25... 1,67)	Зенитный угол, градус $\alpha = 70^\circ$
б)	$Z(L_1) = 1,3531 - 0,0889x - 2,0947y + 0,014x^2 + 0,0449xy + 0,8247y^2$	1			
в)	$Z(L_3) = 3,0149 - 1,8193x - 3,0061y + 0,2478x^2 + 0,8348xy + 0,824y^2$	3			

Анализируя полученные математические зависимости, представленные в таблице 3.3.1, можно заметить, что коэффициент b_{12} , характеризующий силу влияния факторов друг на друга, при прямой БК $b_{12} = 0,0112$; при 1-й полуволне $b_{12} = 0,0449$; при 3-х полуволнах $b_{12} = 0,8348$. Это позволяет сделать заключение об увеличении взаимного влияния факторов частоты вращения БК и расхода БР друг на друга, в результате потери устойчивости БК и последующем приобретении синусоидальной формы.

Необходимо отметить наблюдаемое явление – при максимальном расходе БР № 1 $Q = 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ наблюдается уменьшение количества вынесенного шлама в сравнении с промывкой на среднем значении расхода $Q = 1,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, при максимальной постоянной частоте $n = 2,50 \text{ с}^{-1}$. Это наблюдение позволяет сделать вывод, что не всегда увеличение частоты вращения БК способствует улучшению выноса шлама. Это наблюдение позволяет утверждать, что существует некая критическая частота вращения (или диапазон), при которой эффект улучшения выноса шлама будет уменьшаться или иметь обратную зависимость.

При различных исследуемых параметрах бурения и использовании ньютоновской жидкости в качестве БР, синусоидальный изгиб БК оказывает значительное влияние на очистку скважины от шлама. Установлено улучшение выноса от 9% до 8 раз в сравнении с прямой БК без полуволн, в зависимости от количества и длины полуволн на рассматриваемом участке.

Важно отметить, что без изменения частоты вращения БК, расхода и свойств БР, наличие 3-х полуволн БК на рассматриваемом участке позволяет наблюдать эффект безосадочного витания частиц ГП, что приводит к значительному улучшению очистки скважины.

Общая эффективность синусоидального изгиба БК при очистке НН скважин от шлама, полученная в ходе экспериментальных исследований с ньютоновской жидкостью, представлена в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2 – Общая эффективность применения синусоидального изгиба БК для улучшения очистки НН скважин (БР №1)

Раствор	Кол-во полуволен БК L_i / L_i	Расход, л/мин	N, об/мин	Зенитный угол			Примечание
				35°	55°	70°	
БР №1 (тех. вода) – Ньютоновская жидкость	L_1 / L_0	75	50	13 %	-	-	% отражает на/во сколько БК с 1-й полуволенной L_1 лучше прямой БК без полуволен L_0
			100	11 %	-	-	
			150	35 %	-	-	
		87	50	11 %	11 %	13 %	
			100	12 %	9 %	14 %	
			150	50 %	41 %	49 %	
		100	50	13 %	19 %	14 %	
			100	15 %	24 %	19 %	
			150	42 %	54 %	49 %	
	L_3 / L_1	75	50	16 %	-	-	% отражает на/во сколько БК с 3-я полуволенами L_3 лучше БК с 1-й полуволенной L_1
			100	60 %	-	2,7 раз	
			150	3,7 раз	-	3,8 раз	
		87	50	32 %	29 %	31 %	
			100	52 %	34 %	39 %	
			150	4,7 раз	5,5 раз	5,6 раз	
		100	50	3 %	7 %	2 %	
			100	6 %	10 %	5 %	
			150	3,8 раз	3,7 раз	3,9 раз	
	L_3 / L_0	75	50	30 %	-	-	% отражает на/во сколько БК с 3-я полуволенами L_3 лучше прямой БК без полуволен L_0
			100	78 %	-	-	
			150	5,0 раз	-	-	
		87	50	47 %	43 %	48 %	
			100	70 %	47 %	58 %	
			150	7,1 раз	7,8 раз	8,4 раз	
100		50	17 %	28 %	16 %		
		100	22 %	36 %	25 %		
		150	5,4 раз	5,8 раз	5,8 раз		

Результаты экспериментальных исследований при использовании БР № 2 (псевдопластичной жидкости) представлены в разделе 3.4.

3.4 Результаты исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на очистку НН скважин от шлама с использованием БР № 2 (псевдопластичная жидкость)

Влияние зенитного угла. Экспериментальные данные, отражающие влияние зенитного угла, расхода, свойств БР и синусоидального баклинга БК на

вынос шлама, при постоянной частоте вращения $n = 2,5 \text{ с}^{-1}$, представлены на рисунке 3.4.1.

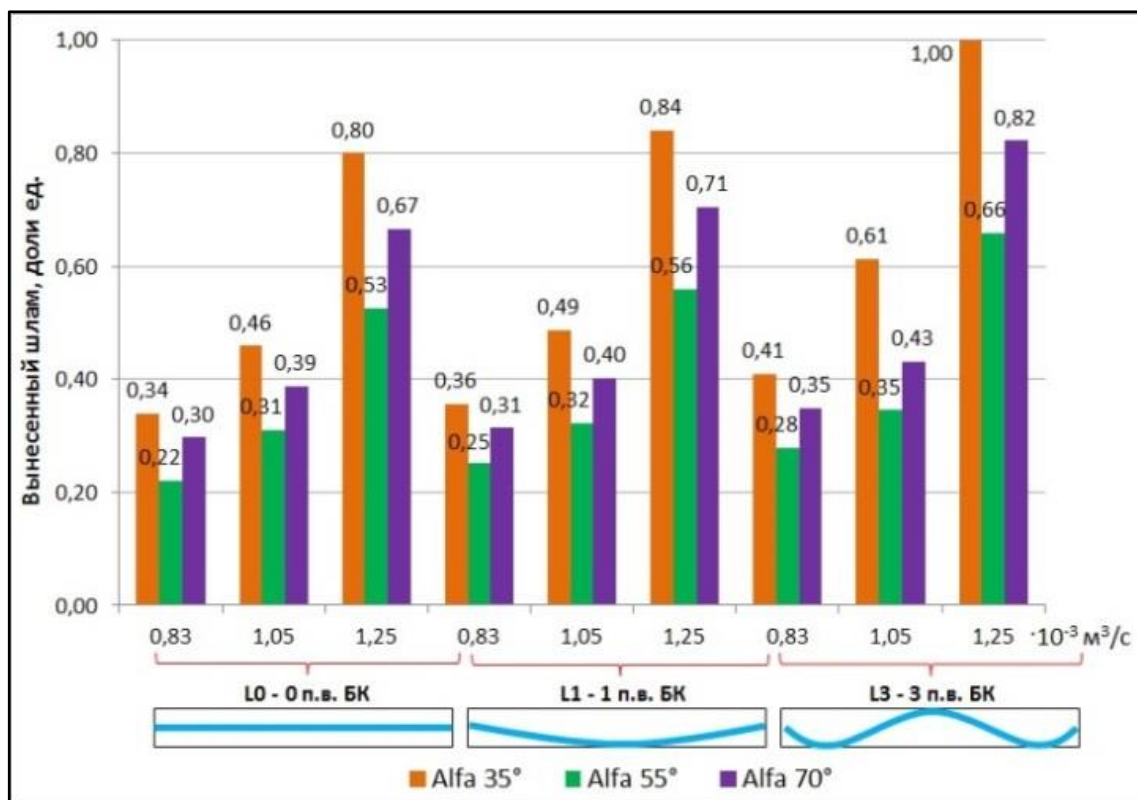


Рисунок 3.4.1 – Выносная способность шлама БР № 1 (а) и БР № 2 (б) в зависимости от параметров бурения, зенитного угла, продольного изгиба БК, при постоянной частоте вращения БК $n = 2,5 \text{ с}^{-1}$

Из рисунка 3.4.1 видно, что при использовании в качестве БР псевдопластичной жидкости, с увеличением зенитного угла α с 35° до 55° , с расходом БР № 2 $Q = 0,83 \div 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ вынос шлама уменьшается на $29 \div 46 \%$, при вращении с частотой $n = 0,83 \div 2,50 \text{ с}^{-1}$ БК с 1-й полуволевой, и на $32 \div 44 \%$, при вращении прямой БК и БК с 3-мя полуволями.

Дальнейшее увеличение зенитного угла α с 55° до 70° , при прочих равных условиях, обеспечивает увеличение выносной способности шлама на $25 \div 44 \%$, $24 \div 48 \%$ и на $25 \div 43 \%$, при вращении прямой БК, с 1-й полуволевой и с 3-мя полуволями, соответственно.

При сравнении результатов экспериментов с увеличением зенитного угла α с 35° до 70° , минуя угол $\alpha = 55^\circ$, транспортировка шлама ухудшается на $13 \div 30\%$, при расходе псевдопластичной жидкости $Q = 0,83 \div 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ и вращении БК с частотой $n = 0,83 \div 2,50 \text{ с}^{-1}$.

Влияние синусоидального баклинга БК. Экспериментальные данные подтверждают влияние синусоидального изгиба БК на очистку НН скважин от шлама.

Из рисунка 3.4.1 видно, что при использовании в качестве БР псевдопластичной жидкости, в зависимости от расхода $Q = 0,83 \div 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ и частоты вращения БК $n = 0,83 \div 2,50 \text{ с}^{-1}$, синусоидальный изгиб БК увеличивает выносную способность шлама.

При бурении скважины с зенитным углом $\alpha = 35^\circ$, наличие 1-й полуволны БК приводит к улучшению выноса шлама на $4 \div 8 \%$, относительно вращения прямой БК без полуволн. А при наличии 3-х полуволн БК, шлам выносится лучше на $6 \div 26 \%$, относительно вращения БК с 1-й полуволной, и на $10 \div 33 \%$ относительно вращения прямой БК без полуволн.

При исследовании транспорта шлама в зоне критических зенитных углов, с $\alpha = 55^\circ$, наличие 1-й полуволны БК приводит к улучшению выноса шлама на $3 \div 15\%$, относительно вращения прямой БК без полуволн. Примечательно, что при наличии 3-х полуволн БК шлам выносится лучше на $7 \div 28 \%$, относительно вращения БК с 1-й полуволной, и на $10 \div 36\%$ относительно вращения прямой БК без полуволн.

Установлено, что при вращении БК в скважине с зенитным углом $\alpha = 70^\circ$, наличие 1-й полуволны БК приводит к улучшению выноса шлама на $2 \div 7 \%$, относительно вращения прямой БК без полуволн. А при наличии 3-х полуволн БК шлам выносится лучше на $4 \div 28 \%$, относительно вращения БК с 1-й полуволной, и на $8 \div 36 \%$ относительно вращения прямой БК без полуволн.

Оценить влияние баклинга БК, частоты вращения БК и расхода БР, на очистку НН скважин от шлама, а также спрогнозировать изменения качества очистки скважин, возможно благодаря математическим зависимостям, полученным после обработки результатов эксперимента (модель №2, приложение Г).

Рассмотрим зависимости при зенитном угле $\alpha = 35^\circ$ (рисунок 3.4.2).

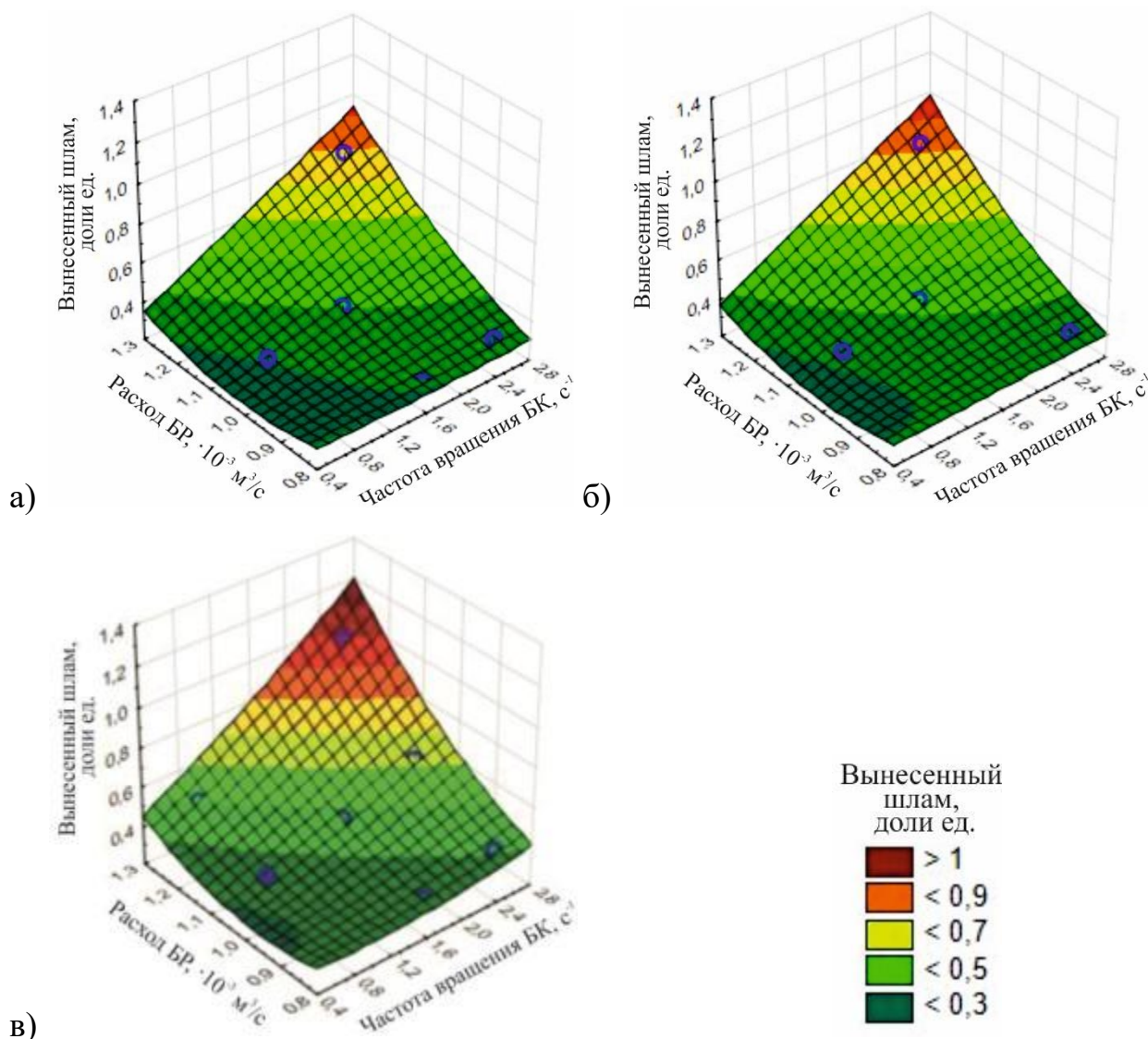


Рисунок 3.4.2 – Зависимость количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР № 2, частоты вращения и количества полуволен БК: без полуволен (а); с 1-й полуволенной (б), с 3-мя полуволнами (в), при зенитном угле $\alpha = const = 35^\circ$

При вращении БК с 1-й полуволенной, в сравнении с прямой БК без полуволен, количество вынесенного шлама увеличилось незначительно – до 8 %, а при вращении БК с 3-мя полуволнами, наблюдалось большее увеличение количества шлама на ситах – до 33 %, при прочих равных условиях, согласно таблице 3.4.2. Данные результаты существенно отличаются от результатов, полученных при экспериментах с ньютоновской жидкостью, где наблюдалось увеличение выноса шлама в разы.

Как и при экспериментах с БР № 1 наблюдается незначительная разница в количестве вынесенного шлама при вращении прямой БК и БК с 1-й полуволенной, что обусловлено наличием собственного эксцентриситета.

При проведении экспериментальных исследований наблюдалось, что при увеличении частоты вращения с 1,67 до 2,5 с⁻¹ (100 → 150 об/мин) наличие синусоидального баклинга БК, в большинстве случаев, либо являлось незначительным, либо никак не влияло на вынос шлама. Это наблюдение позволяет сделать вывод, что не всегда увеличение частоты вращения БК способствует улучшению выноса шлама, как это было представлено ранее на примере с ньютоновской жидкостью. Данное наблюдение подтверждает необходимость учёта пространственной формы БК в скважине при проектировании режимов работы по принятым нормам и правилам.

Таблица 3.4.1 – Математические зависимости, представленные на рисунке 3.4.2

Рис. 3.4.2	Математические зависимости, входящие в модель №2	Кол-во полувольт БК (L_i)	X	Y	Constant
а)	$Z(L_0) = 1,6344 - 0,4076x - 2,5974y + 0,0064x^2 + 0,485xy + 1,1829y^2$	0	Частота вращения БК, с ⁻¹ N ∈ (0,83... 2,50)	Расход БР, · 10 ⁻³ м ³ /с Q ∈ (0,83... 1,25)	Зенитный угол $\alpha = 35^\circ$
б)	$Z(L_1) = 1,6777 - 0,3893x - 2,7225y - 0,001x^2 + 0,4966xy + 1,2594y^2$	1			
в)	$Z(L_3) = 1,9734 - 0,4863x - 3,3084y + 0,023x^2 + 0,5556xy + 1,588y^2$	3			

Анализируя математические зависимости, представленные в таблице 3.4.1, можно заметить, что коэффициент b_{12} , характеризующий силу влияния факторов друг на друга, при прямой БК $b_{12} = 0,4850$; при 1-й полувольтне $b_{12} = 0,4966$; при 3-х полувольтах $b_{12} = 0,5556$. Это позволяет сделать заключение о незначительном увеличении взаимного влияния факторов частоты вращения БК и расхода БР друг на друга при формировании синусоидальной формы БК.

При различных исследуемых параметрах бурения и использовании псевдопластичной жидкости в качестве БР, синусоидальный изгиб БК оказывает существенное влияние на качество очистки НН скважины и улучшает вынос от 8 до 36 %, в сравнении с прямой БК без полувольт, в зависимости от количества и длины полувольт на рассматриваемом участке.

Важно отметить, что без изменения частоты вращения БК, расхода и вязкости БР, наличие 3-х полувольт БК на рассматриваемом участке позволяет

наблюдать эффект безосадочного транспортирования частиц ГП, что приводит к значительному улучшению качества очистки.

Таблица 3.4.2 – Общая эффективность применения синусоидального изгиба БК для улучшения очистки НН скважин (БР № 2)

Раствор	Кол-во полуволен БК L_i / L_i	Расход, л/мин	N, об/мин	Зенитный угол			Примечание
				35°	55°	70°	
БР №2 (Queyud) – Псевдопластичная жидкость	L_1 / L_0	50	50	4 %	1 %	4 %	% отражает на/во сколько БК с 1-й полуволенной L1 лучше прямой БК без полуволен L0
			100	6 %	5 %	5 %	
			150	5 %	15 %	6 %	
		63	50	5 %	3 %	2 %	
			100	6 %	3 %	3 %	
			150	6 %	4 %	4 %	
		75	50	7 %	7 %	7 %	
			100	8 %	5 %	5 %	
			150	5 %	7 %	6 %	
	L_3 / L_1	50	50	6 %	8 %	4 %	% отражает на/во сколько БК с 3-я полувольными L3 лучше БК с 1-й полуволенной L1
			100	9 %	10 %	11 %	
			150	15 %	10 %	11 %	
		63	50	6 %	8 %	2 %	
			100	10 %	11 %	11 %	
			150	26 %	7 %	7 %	
		75	50	19 %	28 %	28 %	
			100	17 %	18 %	17 %	
			150	19 %	18 %	17 %	
	L_3 / L_0	50	50	10 %	10 %	8 %	% отражает на/во сколько БК с 3-я полувольными L3 лучше прямой БК без полуволен L0
			100	16 %	15 %	17 %	
			150	21 %	26 %	18 %	
		63	50	11 %	11 %	4 %	
			100	16 %	15 %	15 %	
			150	33 %	11 %	11 %	
75		50	28 %	36 %	37 %		
		100	26 %	24 %	22 %		
		150	25 %	25 %	23 %		

3.5 Результаты исследований влияния технологических и реологических свойств БР на очистку НН скважин от шлама

Анализ экспериментальных данных, отражающих влияние свойств очистного агента на качество очистки скважины от шлама, показал, что

физические и реологические свойства оказывают значительное влияние на выносную способность БР.

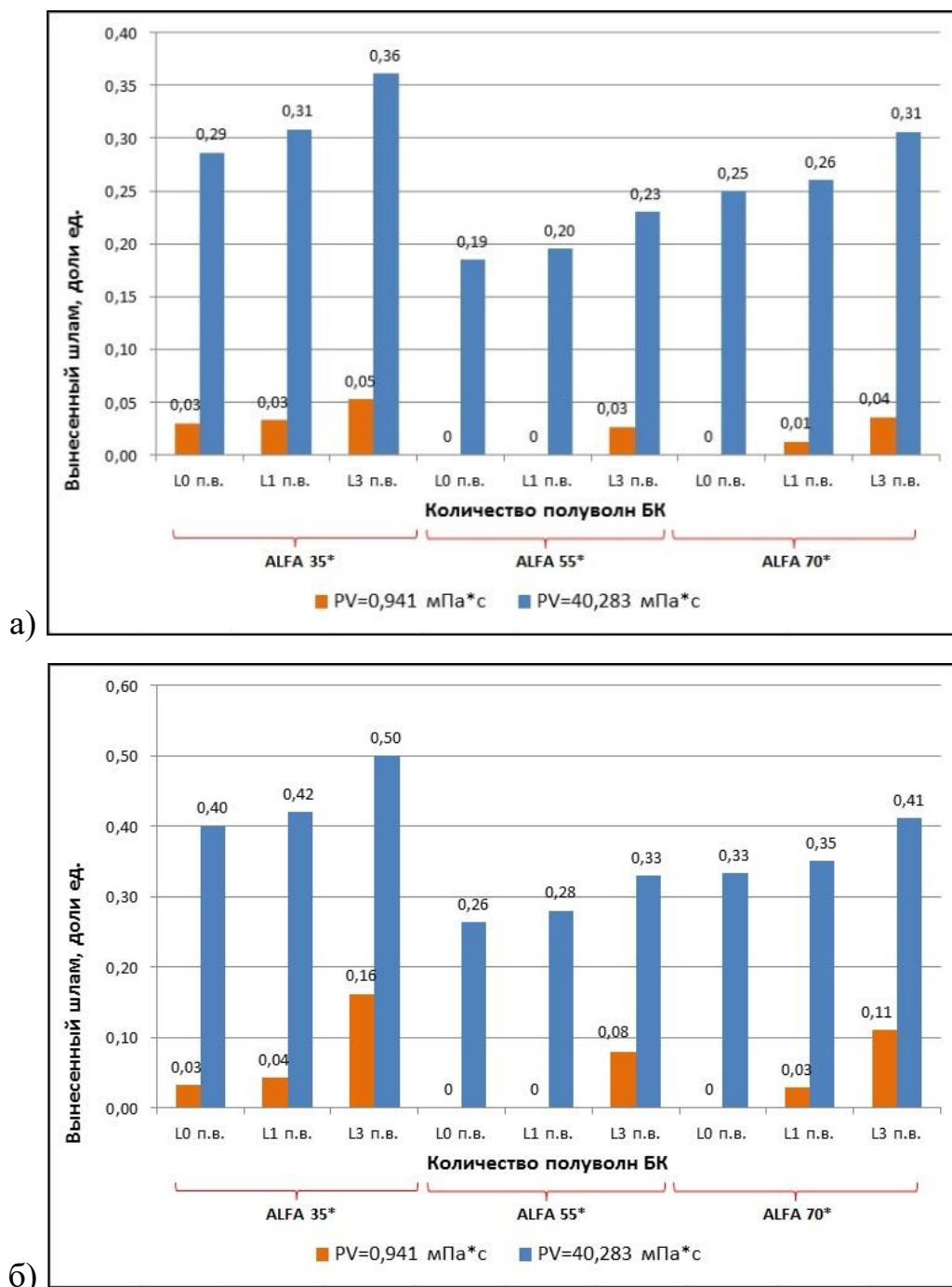


Рисунок 3.5.1 – Сравнение качества очистки от шлама ньютоновской и псевдопластичной жидкостями с постоянным расходом БР, при различных зенитных углах, наличии баклинга БК и частоте вращения $n=1,67 \text{ с}^{-1}$ (а) и $n=2,50 \text{ с}^{-1}$ (б)

Из рисунка 3.5.1 видно, что с увеличением плотности с 1001 до 1035 кг/м^3 , вязкости с $0,941$ до $40,283 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и ДНС с 0 до $16,92 \text{ Па}$, при промывке с постоянным расходом БР $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$, варьировании частоты вращения БК

$n = 0,83 \div 2,50 \text{ с}^{-1}$ и наличии 1-й и 3-х полуволн БК вынос шлама увеличивается в $4 \div 13$ раз [110].

В некоторых случаях, когда ньютоновская жидкость не позволила транспортировать шлам к устью скважины и вынос шлама равнялся нулю, псевдопластичная жидкость показала отличные результаты, что подтверждает большую значимость свойств БР, как одного из ключевых факторов при очистке НН и БОВ скважин от разрушенной ГП [107].

Для полного и всеобъемлющего анализа влияния реологических свойств БР на очистку НН скважин от шлама необходимо провести дополнительные серии экспериментов с жидкостью, соответствующей псевдопластичной модели, но обладающей меньшей вязкостью, а также с жидкостями других реологических моделей.

3.6 Верификация результатов экспериментальных исследований влияния параметров бурения и синусоидального изгиба БК на очистку НН скважин

Статистическая обработка результатов экспериментальных исследований осуществляется с применением ПО «*Statistica*» версии 13. Графические материалы, представленные в разделе 3.6, являются скриншотами (снимками с экрана), полученными в процессе обработки данных в программе «*Statistica 13*».

3.6.1 Статистическая обработка результатов серии экспериментов № 1 (ньютоновская жидкость)

Анализ нормальности распределения данных. Для проверки гипотезы о нормальности распределения экспериментальных данных строится гистограмма распределения, представленная на рисунке 3.6.1.

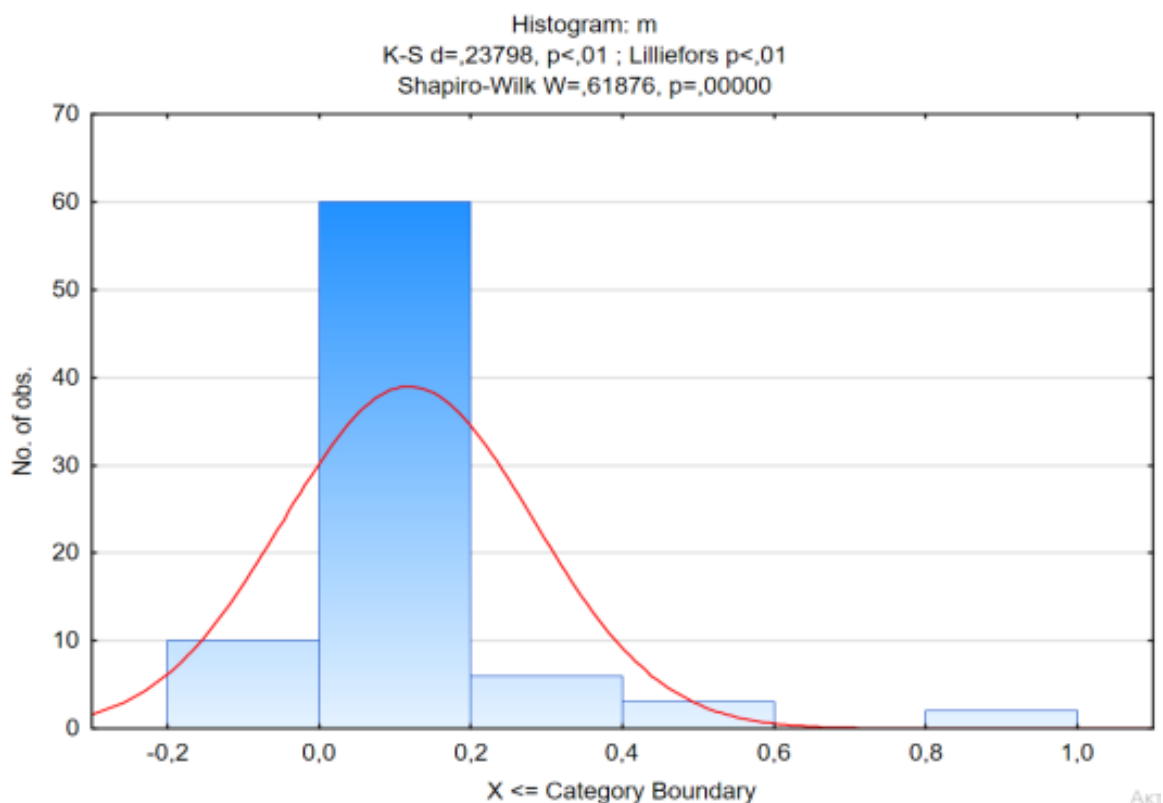


Рисунок 3.6.1 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – гистограмма распределения данных серии экспериментов № 1

Параметры теоретической нормальной колоколообразной кривой Гаусса представлены на рисунке 3.6.2.

Variable	Descriptive Statistics (VODA ALL)					
	Mean	Median	Skewness	Std.Err. Skewness	Kurtosis	Std.Err. Kurtosis
m	0,118198	0,067000	3,394520	0,267302	13,71345	0,528675

Рисунок 3.6.2 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – описательная статистика результатов серии экспериментов №1

Визуально оценивая гистограмму распределения можно предположить, что данные распределены не нормально. График распределения смещен влево, а значение коэффициента асимметрии (*Skewness*) равно 3,39, что более чем в 3 раза больше стандартной ошибки асимметрии равной 0,27. График распределения вытянут вверх, а значение коэффициента эксцесса (*Kurtosis*) равно 13,71, что более чем в 3 раза больше стандартной ошибки эксцесса равной 0,52.

Согласно критерию Колмогорова-Смирнова, который применяется при выборке более 60 значений, уровень значимости $p < 0,01$, а значит данные распределены не нормально, и гипотеза о нормальности отклоняется [83].

Для дополнительной проверки гипотезы о нормальности, получен нормально-вероятностный график (рисунок 3.6.3), характеризующий близость экспериментальных данных теоретической нормальной прямой.

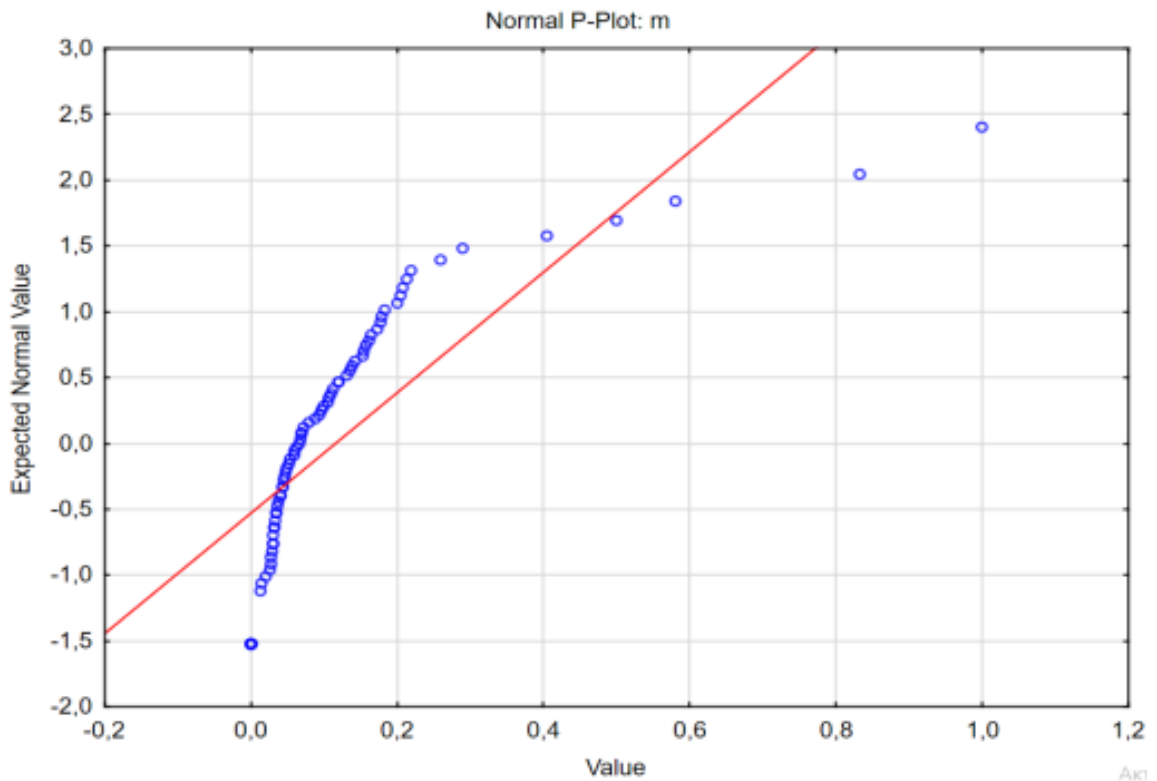


Рисунок 3.6.3 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – нормально-вероятностный график распределения результатов серии экспериментов № 1

Из нормально-вероятностного графика (рисунок 3.6.3) видно, что есть несколько точек, которые выпадают из общего тренда распределения данных. В общем случае такие точки относят к числу ошибок эксперимента и убирают из выборки, что корректирует распределение экспериментальных данных и, как правило, приводит его к нормальному гауссову распределению. Однако в нашем случае данные точки не являются ошибкой, а являются результатом, поскольку реплики опытов показали аналогичные результаты, и, следовательно, учитываются при проведении статистического анализа.

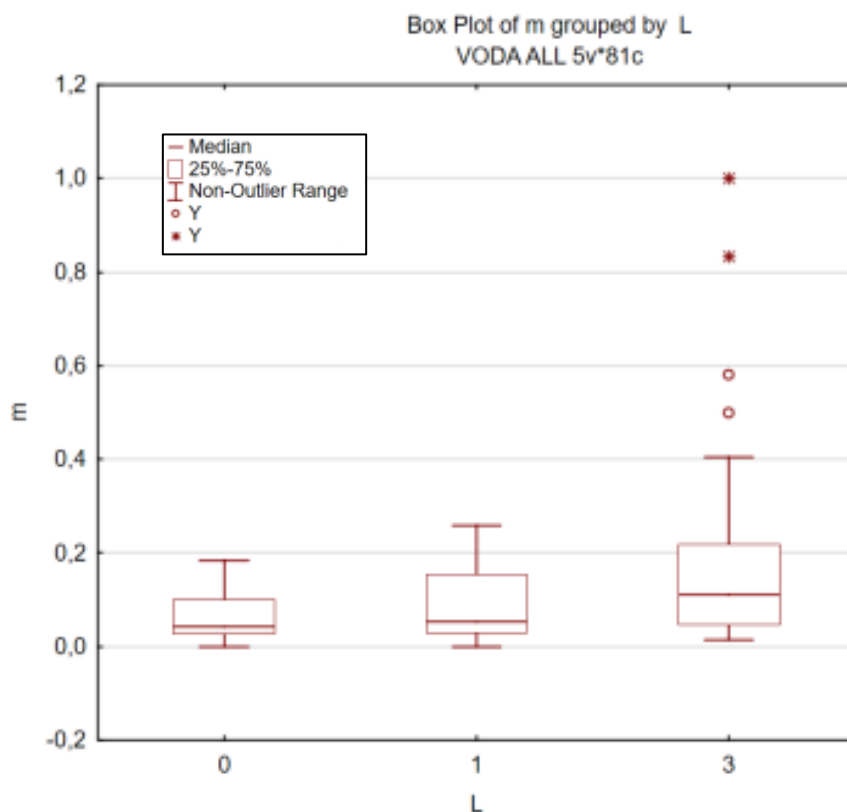


Рисунок 3.6.4 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – ящичная диаграмма распределения данных серии эксперимента № 1 по группам – количеству полувольт БК (L_i)

Согласно ящичной диаграмме распределения, представленной на рисунке 3.6.4, можно сделать вывод, что экспериментальные данные, разделенные по группам без полувольт БК и с 1-й полувольтной БК имеют нормальное распределение, а в группе при наличии 3-х полувольт БК, видны те самые точки, которые выходят из нормального распределения данных, но не являются ошибкой, а являются результатом эксперимента. Отбросить из выборки их нельзя. Общий вывод по анализу нормальности распределения – данные серии экспериментов № 1, где в качестве бурового раствора использовалась ньютоновская жидкость, распределены не нормально. Гипотеза о нормальности отклоняется.

Корреляционный анализ. Ввиду того, что гипотеза нормальности распределения данных не подтвердилась, оценить связь между факторами возможно с помощью непараметрического метода – корреляции Спирмена. Данный метод позволяет определить фактическую степень параллелизма между

факторами и оценить тесноту их связи с помощью количественно выраженного коэффициента корреляции Спирмена.

Коэффициент корреляции Спирмена может принимать значения от «-1» до «+1», причем отрицательное значение характеризует обратную связь между факторами, а положительное значение характеризует прямую связь. Если коэффициент корреляции Спирмена равен или близок к нулю, то связь практически отсутствует. Чем ближе модуль коэффициента к единице, тем более сильной является связь между факторами [83].

Условная оценка тесноты связи между факторами производится с использованием шкалы Чеддока [70], представленной в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1 – Шкала Чеддока [70]

Абсолютное значение (r)	Сила корреляционной связи
менее 0.3	слабая
от 0.3 до 0.5	умеренная
от 0.5 до 0.7	заметная
от 0.7 до 0.9	высокая
более 0.9	весьма высокая

На рисунке 3.6.5 красным цветом выделены *p*-значения, оказывающие значительное влияние на результирующую функцию – вынос шлама из НН скважины.

All Groups Spearman Rank Order Correlations (VODA ALL) MD pairwise deleted Marked correlations are significant at $p < .05000$					
Variable	Alfa	L	Q	N	m
Alfa	1,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-0,158918
L	0,000000	1,000000	0,000000	0,000000	0,318807
Q	0,000000	0,000000	1,000000	0,000000	0,804300
N	0,000000	0,000000	0,000000	1,000000	0,259900
m	-0,158918	0,318807	0,804300	0,259900	1,000000

Рисунок 3.6.5 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – значимость факторов в корреляционном анализе Спирмена серии экспериментов № 1

Согласно рисунку 3.6.5, расход БР (Q) оказывает наибольшее значение и имеет значимость 0,8. Вторым по значимости фактором является количество

полуволн БК (L_i) со значимостью 0,32. Третьим по значимости фактором является частота вращения (n) со значимостью 0,26.

Фактор зенитный угол (α), согласно проведенной корреляции Спирмана, не является значимым и является отрицательным, что говорит об обратной зависимости. Однако, ввиду наличия зоны сложности выноса $45 \div 60^\circ$, соискателем этот фактор не отбрасывается и ставится на одном уровне по значимости с частотой вращения и количеством полуволн синусоидальной БК, согласно анализу влияния зенитного угла на транспорт шлама, описанному в разделах 1.4 и 3.3.

Множественная регрессия. Результаты множественной регрессии экспериментальных данных представлены на рисунке 3.6.6.

Regression Summary for Dependent Variable: m (VODA ALL) R= ,71489765 R²= ,61107866 Adjusted R²= ,58534595 F(4,76)=19,861 p<,00000 Std.Error of estimate: ,11896						
N=81	b*	Std.Err. of b*	b	Std.Err. of b	t(76)	p-value
Intercept			-0,718462	0,128199	-5,60427	0,000000
Alfa	-0,109332	0,080207	-0,001257	0,000922	-1,36312	0,176870
L	0,370835	0,080207	0,048997	0,010598	4,62347	0,000015
Q	0,505144	0,080207	0,485303	0,077057	6,29800	0,000000
N	0,326245	0,080207	0,078856	0,019387	4,06754	0,000115

Рисунок 3.6.6 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – множественная регрессия факторов, влияющих на транспорт шлама при проведении серии экспериментов № 1

Коэффициент детерминации $R^2 = 0.61$, что говорит о заметной связи и об адекватности и приемлемости модели.

Анализ остатков множественной регрессии. Остатками являются разности фактических значений отклика и значений, предсказанных по уравнению регрессии. При проверке остатков на нормальность, согласно гистограмме и нормально-вероятностному графику распределения остатков, представленных на рисунке 3.6.7, установлено, что они распределены нормально, и гипотеза о нормальности принимается.

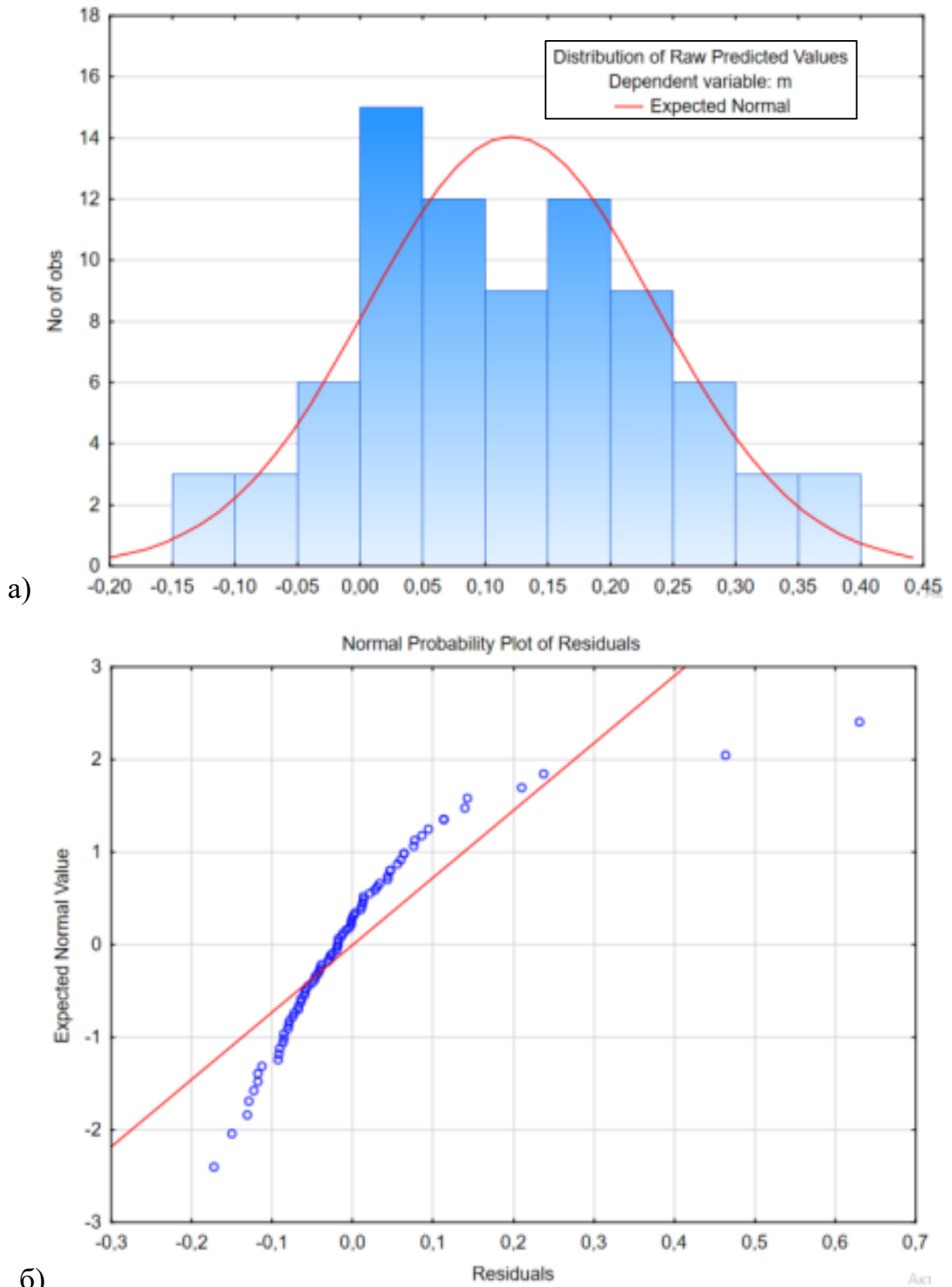


Рисунок 3.6.7 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – гистограмма (а) и нормально-вероятностный график (б) распределения остатков серии экспериментов № 1

Оценка приемлемости модели. Оценить приемлемость полученной модели возможно благодаря дисперсионному анализу *ANOVA*, результаты которого представлены на рисунке 3.6.8.

Analysis of Variance; DV: m (VODA ALL)					
Effect	Sums of Squares	df	Mean Squares	F	p-value
Regress.	1,097904	3	0,365968	25,57701	0,000000
Residual	1,101753	77	0,014308		
Total	2,199657				

Рисунок 3.6.8 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – результаты дисперсионного анализа ANOVA

Согласно дисперсионному анализу ANOVA, уровень значимости p -value меньше 0,05 ($p = 0,000... < 0,05$), следовательно, полученная модель приемлема для использования и будет работать лучше, чем модель, построенная по средним значениям.

3.6.2 Статистическая обработка результатов серии экспериментов № 2 (псевдопластичная жидкость)

Анализ нормальности распределения данных. Для проверки гипотезы о нормальности распределения экспериментальных данных строится гистограмма распределения, представленная на рисунке 3.6.9

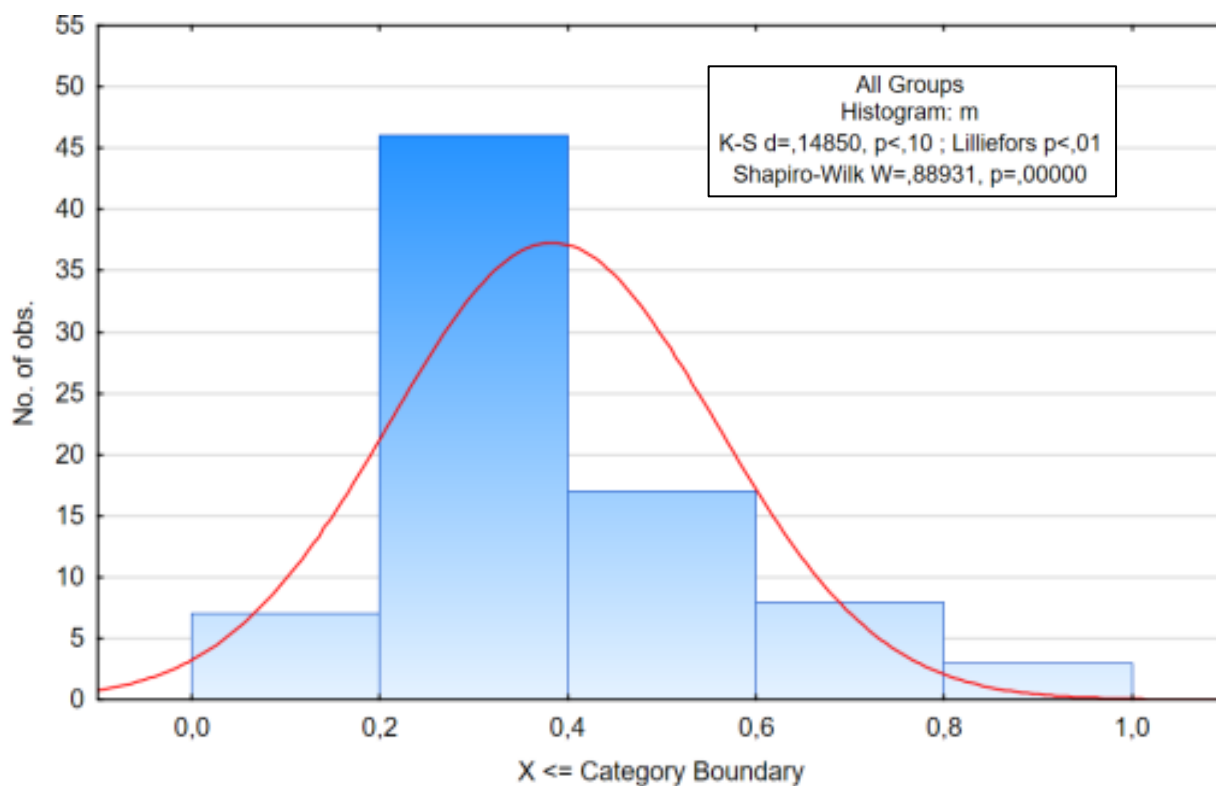


Рисунок 3.6.9 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – гистограмма распределения данных серии экспериментов № 2

Параметры теоретической нормальной колоколообразной кривой Гаусса отражены на рисунке 3.6.10.

Variable	All Groups Descriptive Statistics (PPZH ALL)					
	Mean	Median	Skewness	Std.Err. Skewness	Kurtosis	Std.Err. Kurtosis
m	0,383580	0,339000	1,331307	0,267302	1,711238	0,528675

Рисунок 3.6.10 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – описательная статистика результатов серии экспериментов № 2

Визуально оценивая гистограмму распределения можно предположить, что данные распределены нормально. График распределения немного смещен влево, а значение коэффициента асимметрии (*Skewness*) равно 1,33, что более чем в 3 раза больше стандартной ошибки асимметрии равной 0,27 и говорит нам о ненормальности распределения. График распределения данных немного вытянут вверх, а значение коэффициента эксцесса (*Kurtosis*) равно 1,71, что более чем в 3 раза больше стандартной ошибки эксцесса равной 0,53 и также говорит нам о ненормальности распределения.

Согласно критерию Колмогорова-Смирнова, который применяется при выборке более 60 значений, уровень значимости $p < 0,1$, а это значит, несмотря на визуальную близость к нормальному распределению, данные распределены не нормально. Гипотеза о нормальности не может быть принята.

Для дополнительной проверки гипотезы о нормальности, строится нормально-вероятностный график (рисунок 3.6.11), характеризующий близость экспериментальных данных теоретической нормальной прямой.

Из нормально-вероятностного графика видно, что есть несколько точек, которые выпадают из общего тренда распределения данных. В общем случае такие точки относят к числу ошибок эксперимента и убирают из выборки, что корректирует распределение экспериментальных данных и, как правило, приводит его к нормальному гауссову распределению. Однако, в нашем случае, данные точки не являются ошибкой, а являются результатом, и, следовательно, учитываются при проведении статистической обработки.

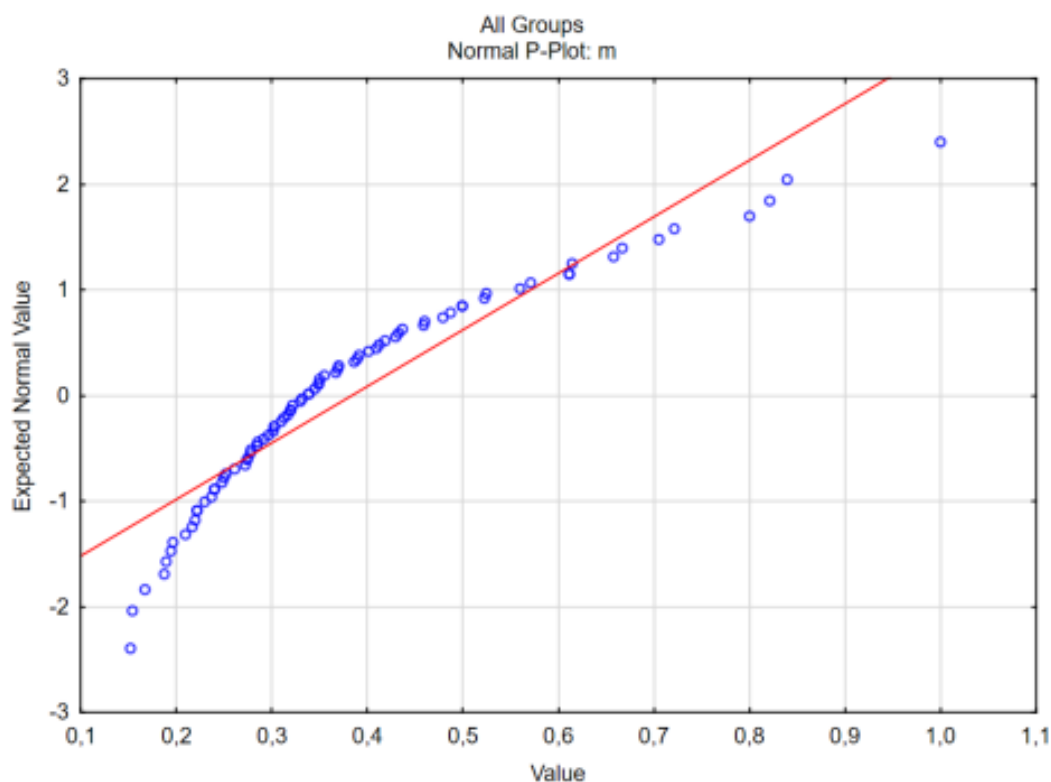


Рисунок 3.6.11 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – нормально-вероятностный график распределения результатов серии экспериментов № 2

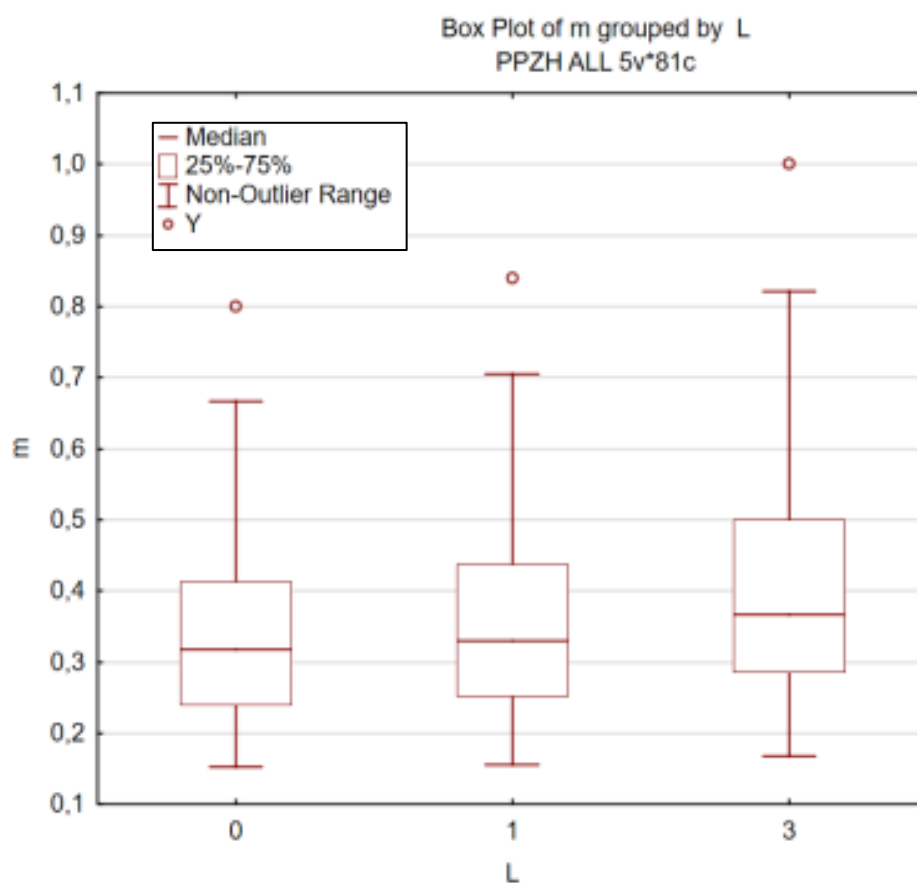


Рисунок 3.6.12 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» – Ящичная диаграмма распределения данных серии эксперимента № 2 по группам – количеству полувольт БК (L_i)

Согласно ящичной диаграмме распределения, расположенной на рисунке 3.6.12, можно сделать выводы, что медианы расположены практически по центрам ящиков, усы имеют небольшую асимметрию. Из ящичной диаграммы видно, что имеются точки, которые выходят из нормального распределения. Однако эти значения не являются ошибкой, а являются результатом эксперимента, что подтверждается репликами опытов. Отбросить из выборки их нельзя. Наличие данных точек не повлияло на характер распределения данных. Общий вывод по анализу нормальности распределения данных – данные серии экспериментов № 2, где в качестве бурового раствора использовалась ньютоновская жидкость, распределены ненормально. Гипотеза о нормальности не принимается.

Корреляционный анализ. Ввиду ненормальности распределения данных, прибегнем к инструментам непараметрической статистики и проверим значимость исследуемых факторов с помощью корреляции Спирмана.

All Groups Spearman Rank Order Correlations (PPZH ALL) MD pairwise deleted Marked correlations are significant at $p < ,05000$					
Variable	Alfa	L	Q	N	m
Alfa	1,000000	0,000000	0,000000	0,000000	-0,269241
L	0,000000	1,000000	0,000000	0,000000	0,212005
Q	0,000000	0,000000	1,000000	0,000000	0,650931
N	0,000000	0,000000	0,000000	1,000000	0,478255
m	-0,269241	0,212005	0,650931	0,478255	1,000000

Рисунок 3.6.13 – Скриншот значимости факторов при анализе корреляции Спирмана серии экспериментов № 2

Согласно рисунку 3.5.13, красным выделены p -значения, оказывающие значительное влияние на результирующую функцию – вынос шлама из НН скважины. Расход БР (Q) оказывает наибольшее значение и имеет значимость 0,65. Вторым по значимости фактором является частота вращения (n) со значимостью 0,48. Третьим по значимости фактором является зенитный угол (α) со значимостью -0,27. Отрицательное значение указывает на обратную зависимость и согласуется с анализом влияния зенитного угла на очистку НН

скважин, описанным в разделах 1.4 и 3.4. Четвертым по значимости фактором является количество полуволин БК (L_i) со значимостью 0,21.

Множественная регрессия. Результаты множественной регрессии экспериментальных данных представлены на рисунке 3.6.14.

Regression Summary for Dependent Variable: m (PPZH ALL) R= ,84696641 R ² = ,71735210 Adjusted R ² = ,70247590 F(4,76)=48,221 p<0,0000 Std.Error of estimate: ,09457						
N=81	b*	Std.Err. of b*	b	Std.Err. of b	t(76)	p-value
Intercept			-0,367814	0,080684	-4,55871	0,000019
Alfa	-0,231110	0,060984	-0,002778	0,000733	-3,78967	0,000300
L	0,177182	0,060984	0,024479	0,008425	2,90539	0,004802
Q	0,634266	0,060984	0,637157	0,061262	10,40053	0,000000
N	0,479847	0,060984	0,121275	0,015413	7,86841	0,000000

Рисунок 3.6.14 – Скриншот интерфейса ПО «Statistica 13» - множественная регрессия факторов, влияющих на транспорт шлама при проведении серии экспериментов № 2

Согласно рисунку 3.6.14, все исследуемые факторы, при проведении серии экспериментов № 2, являются значимыми.

Коэффициент детерминации $R^2 = 0,71$, что говорит о высокой связи исследуемых параметров, а также об адекватности и приемлемости модели.

Анализ остатков множественной регрессии. Остатками являются разности фактических значений отклика и значений, предсказанных по уравнению регрессии. При проверке остатков на нормальность, согласно гистограмме и нормально-вероятностному графику распределения остатков, представленных на рисунке 3.6.15, установлено, что они распределены нормально, и гипотеза о нормальности принимается.

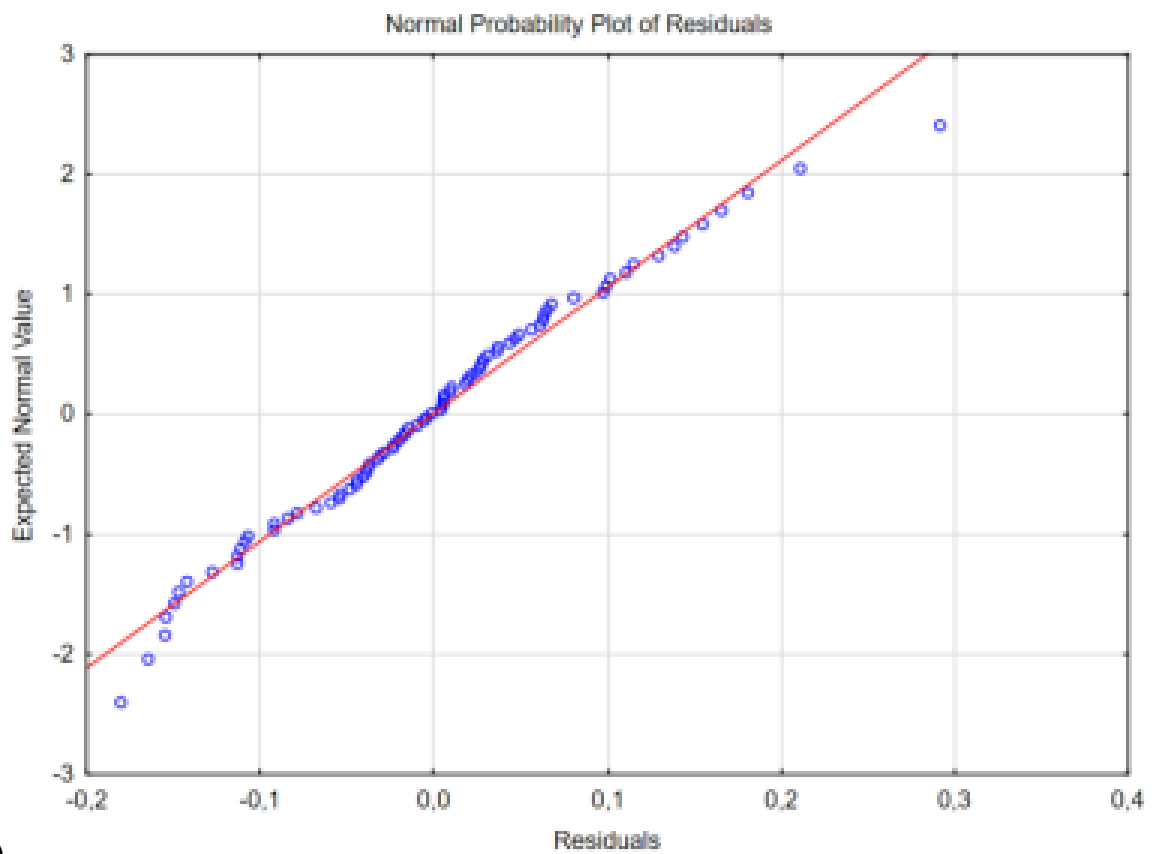
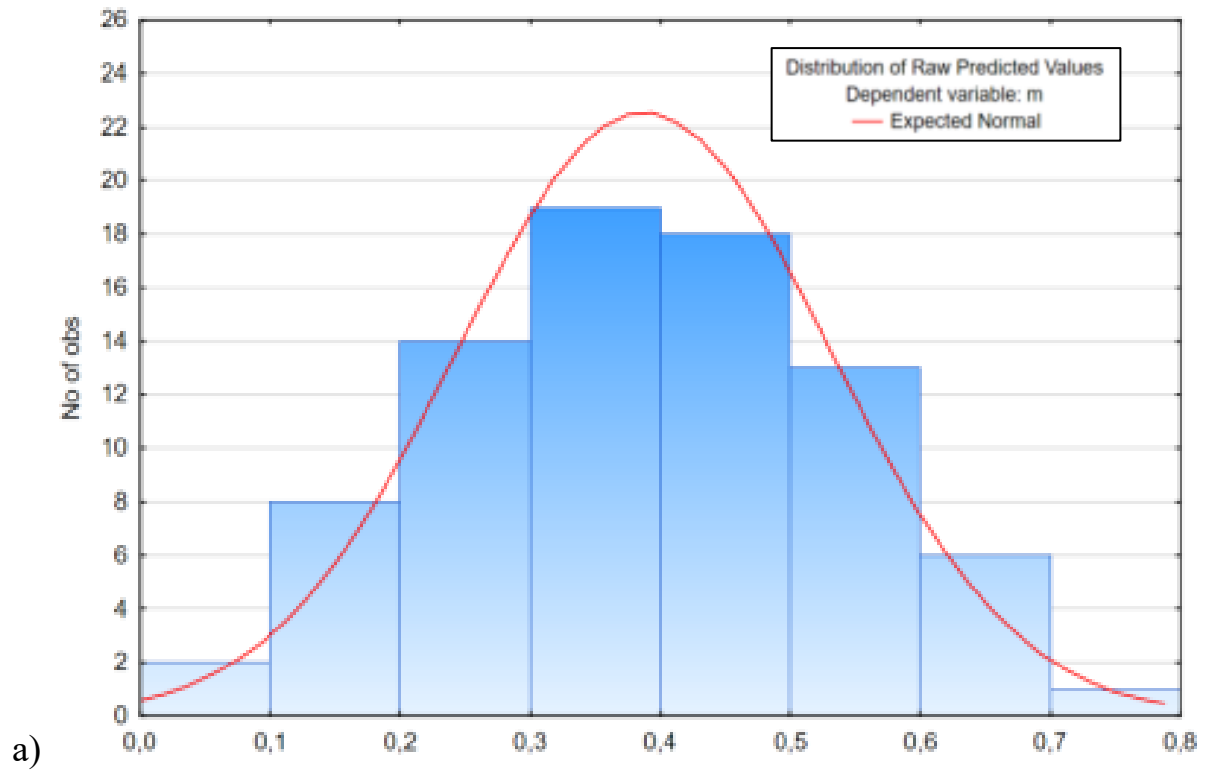


Рисунок 3.6.15 – Гистограмма (а) и нормально-вероятностный график (б) распределения остатков серии экспериментов № 2

Оценка приемлемости модели. Оценить приемлемость полученной модели возможно благодаря дисперсионному анализу *ANOVA*, результаты которого представлены на рисунке 3.6.16.

Analysis of Variance; DV: m (PPZH ALL)					
Effect	Sums of Squares	df	Mean Squares	F	p-value
Regress.	1,725214	4	0,431304	48,22144	0,000000
Residual	0,679761	76	0,008944		
Total	2,404976				

Рисунок 3.6.16– Скриншот результатов дисперсионного анализа *ANOVA* серии экспериментов

Согласно дисперсионному анализу *ANOVA*, уровень значимости *p-value* меньше 0,05 ($p = 0,000... < 0,05$), следовательно, полученная модель приемлема для использования и будет работать лучше, чем модель, построенная по средним значениям.

3.7 Эмпирические модели

На основе результатов экспериментов по исследованию влияния баклинга БК и параметров бурения на очистку НН скважин от шлама разработаны 2 эмпирические модели: №1 для ньютоновской жидкости и №2 для псевдопластичной жидкости. Каждая модель состоит из 27 математических зависимостей с начальными и граничными условиями, учитывающих зенитный угол скважины, расход БР, частоту вращения и синусоидальный изгиб БК. Полученные эмпирические модели позволяют определить режимные параметры роторного бурения, обеспечивающие качественную очистку наклонных участков профилей скважин от шлама.

Для удобства восприятия информации разработанные математические модели представлены в диссертации в виде таблиц (таблицы 3.7.1, 3.7.2) и в виде трехмерных моделей – поверхностей (приложения В, Г).

Таблица 3.7.1 – Эмпирическая модель №1

Эмпирическая модель №1

Математическая модель, представленная комплексом математических зависимостей, определяющих долю вынесенного из скважины шлама (Z) в зависимости от синусоидального изгиба и параметров бурения при использовании БР – ньютоновская жидкость (n – частота вращения БК, с⁻¹; Q – расход БР, 10⁻³ м³/с; α – зенитный угол, градус; L_i – кол-во полувольт БК, шт.).

Начальные условия: T = 23°C; ρ = 1001 кг/м³; вязкость η = 0,941 мПа·с; модель Ньютона ∈ τ = η · γ̇

№	Математические зависимости (модель №1)	Количество полувольт БК		X	Y	Constant
		L ₀	L ₁			
1	$Z(L_0)=1,3261 - 0,0017x - 2,0845y + 0,0012x^2 + 0,0012xy + 0,8355y^2$	L ₀	0	Частота вращения БК, с ⁻¹ ∈ (0,83...2,50)	Расход БР, ·10 ⁻³ м ³ /с ∈ (1,25...1,67)	Зенитный угол α = 35°
2	$Z(L_1)=1,7143 - 0,1465x - 2,5476y + 0,0214x^2 + 0,0668xy + 0,9863y^2$	L ₁	1			
3	$Z(L_3)=3,2813 - 2,1052x - 3,1923y + 0,2969x^2 + 0,949xy + 0,8712y^2$	L ₃	3			
4	$Z(L_0)=0,3844 - 0,0099x - 0,7025y + 0,0003x^2 + 0,0083xy + 0,3149y^2$	L ₀	0			
5	$Z(L_1)=0,8036 - 0,1058x - 1,249y + 0,0094x^2 + 0,0598xy + 0,4986y^2$	L ₁	1			
6	$Z(L_3)=2,1309 - 1,234x - 2,1845y + 0,1718x^2 + 0,5608xy + 0,6216y^2$	L ₃	3			
7	$Z(L_0)=0,678 - 0,0148x - 1,1825y + 0,0005x^2 + 0,0112xy + 0,5119y^2$	L ₀	0			
8	$Z(L_1)=1,3531 - 0,0889x - 2,0947y + 0,014x^2 + 0,0449xy + 0,8247y^2$	L ₁	1			
9	$Z(L_3)=3,0149 - 1,8193x - 3,0061y + 0,2478x^2 + 0,8348xy + 0,824y^2$	L ₃	3			
10	$Z(L_0)=1,0877 - 1,3848x - 0,0095y + 0,6021x^2 - 0,0014xy + 0,0001y^2$	L ₀	0	Расход БР, ·10 ⁻³ м ³ /с ∈ (1,25...1,67)	Зенитный угол α, градус ∈ (35...70)	Частота вращения N = 0,83с ⁻¹
11	$Z(L_1)=1,2767 - 1,6571x - 0,0101y + 0,7132x^2 - 0,0015xy + 0,0001y^2$	L ₁	1			
12	$Z(L_3)=0,9995 - 1,2888x - 0,0089y + 0,6032x^2 - 0,0027xy + 0,0001y^2$	L ₃	3			
13	$Z(L_0)=1,0459 - 1,3069x - 0,0101y + 0,5707x^2 - 0,001xy + 0,0001y^2$	L ₀	0			
14	$Z(L_1)=1,4263 - 1,8479x - 0,0108y + 0,7835x^2 - 0,0016xy + 0,0001y^2$	L ₁	1			
15	$Z(L_3)=1,2265 - 1,4976x - 0,0112y + 0,6649x^2 - 0,0022xy + 0,0001y^2$	L ₃	3			
16	$Z(L_0)=0,8885 - 1,07x - 0,0106y + 0,4895x^2 - 0,0009xy + 0,0001y^2$	L ₀	0			
17	$Z(L_1)=1,4417 - 1,7981x - 0,0145y + 0,8128x^2 - 0,0025xy + 0,0002y^2$	L ₁	1			
18	$Z(L_3)=1,184 - 0,9142x - 0,0511y + 1,0487x^2 - 0,0096xy + 0,006y^2$	L ₃	3			
19	$Z(L_0)=0,1531 + 0,0065x - 0,0051y - 0,0002x^2 - 8,9046E-5xy + 4,2381E-5y^2$	L ₀	0	Частота вращения БК, с ⁻¹ ∈ (0,83...2,50)	Зенитный угол α, градус ∈ (35...70)	Расход БР Q = 1,25 · 10 ⁻³ м ³ /с
20	$Z(L_1)=0,2585 - 0,0125x - 0,0091y + 0,0025x^2 + 0,0002xy + 7,7143E-5y^2$	L ₁	1			
21	$Z(L_3)=0,2848 - 0,0598x - 0,0092y + 0,0461x^2 - 0,0007xy + 9,1111E-5y^2$	L ₃	3			
22	$Z(L_0)=0,2418 + 0,0015x - 0,0076y + 0,0017x^2 - 3,3911E-5xy + 6,7302E-5y^2$	L ₀	0			
23	$Z(L_1)=0,3141 - 0,0233x - 0,0098y + 0,0154x^2 - 0,0002xy + 8,9524E-5y^2$	L ₁	1			
24	$Z(L_3)=0,9654 - 0,4794x - 0,0256y + 0,2257x^2 - 0,0013xy + 0,0002y^2$	L ₃	3			
25	$Z(L_0)=0,7031 + 0,0006x - 0,022y + 0,0005x^2 + 3,2438E-5xy + 0,0002y^2$	L ₀	0			
26	$Z(L_1)=0,8233 - 0,0561x - 0,0248y + 0,027x^2 - 2,8601E-5xy + 0,0002y^2$	L ₁	1			
27	$Z(L_3)=1,9397 - 0,9666x - 0,0502y + 0,4448x^2 - 0,0024xy + 0,0005y^2$	L ₃	3			

Таблица 3.7.2 Эмпирическая модель №2

Эмпирическая модель №2

Математическая модель представлена комплексом математических зависимостей, определяющих долю вынесенного из скважины шлама (Z) в зависимости от синусоидального изгиба и параметров бурения при использовании БР – псевдопластичная жидкость (n – частота вращения БК, c^{-1} ; Q – расход БР, $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$; α – зенитный угол, градус; L_i – кол-во полуволин БК, шт.)

Начальные условия: $T = 23^\circ\text{C}$; $\rho = 1035 \text{ кг}/\text{м}^3$; вязкость $PV = 40,28 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; $YP = 16,92 \text{ Па}$; модель Оствальда-де Ваале $\tau = K \cdot (\dot{\gamma})^n$

№	Математические зависимости (модель №1)	Количество полуволин БК		X	Y	Constant				
1	$Z(L_0)=1,6344 - 0,4076x - 2,5974y + 0,0064x^2 + 0,485xy + 1,1829y^2$	L_0	0	Частота вращения БК, c^{-1}	Расход БР, $\cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	Зенитный угол $\alpha = 35^\circ$				
2	$Z(L_1)=1,6777 - 0,3893x - 2,7225y - 0,001x^2 + 0,4966xy + 1,2594y^2$	L_1	1							
3	$Z(L_3)=1,9734 - 0,4863x - 3,3084y + 0,023x^2 + 0,5556xy + 1,588y^2$	L_3	3							
4	$Z(L_0)=1,1342 - 0,2713x - 1,8827y + 0,0064x^2 + 0,3332xy + 0,8503y^2$	L_0	0			€ (0,83...2,50)	€ (0,83...1,25)	Зенитный угол $\alpha = 55^\circ$		
5	$Z(L_1)=1,3534 - 0,266x - 2,3427y + 0,013x^2 + 0,3182xy + 1,0938y^2$	L_1	1							
6	$Z(L_3)=1,9633 - 0,2887x - 3,5976y + 0,0147x^2 + 0,3445xy + 1,7428y^2$	L_3	3							
7	$Z(L_0)=1,5794 - 0,3175x - 2,655y + 0,0063x^2 + 0,3874xy + 1,2388y^2$	L_0	0					Расход БР, $\cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	Зенитный угол α , градус	Частота вращения $N = 0,83c^{-1}$
8	$Z(L_1)=1,8102 - 0,3347x - 3,1031y + 0,0099x^2 + 0,3986xy + 1,4632y^2$	L_1	1							
9	$Z(L_3)=2,6067 - 0,2995x - 4,8455y + 0,005x^2 + 0,3941xy + 2,39y^2$	L_3	3							
10	$Z(L_0)=0,9754 + 0,2798x - 0,0382y + 0,0166x^2 - 0,0017xy + 0,0004y^2$	L_0	0	€ (0,83...1,25)	€ (35...70)					Частота вращения $N = 1,67c^{-1}$
11	$Z(L_1)=1,1394 + 0,078x - 0,0408y + 0,1342x^2 - 0,0019xy + 0,0004y^2$	L_1	1							
12	$Z(L_3)=1,9544 - 1,4567x - 0,0442y + 0,9206x^2 - 0,0008xy + 0,0004y^2$	L_3	3							
13	$Z(L_0)=1,8899 - 1,4717x - 0,0428y + 1,0202x^2 - 0,0018xy + 0,0004y^2$	L_0	0			Частота вращения БК, c^{-1}	Зенитный угол α , градус			Расход БР $Q = 0,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
14	$Z(L_1)=2,069 - 1,7138x - 0,0449y + 1,1843x^2 - 0,0029xy + 0,0004y^2$	L_1	1							
15	$Z(L_3)=2,6112 - 2,6212x - 0,0495y + 1,7255x^2 - 0,0042xy + 0,0005y^2$	L_3	3							
16	$Z(L_0)=2,741 - 3,3843x - 0,0421y + 2,2352x^2 - 0,0068xy + 0,0004y^2$	L_0	0					€ (0,83...2,50)	€ (35...70)	Расход БР $Q = 1,05 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
17	$Z(L_1)=2,9837 - 3,8761x - 0,0415y + 2,4978x^2 - 0,0071xy + 0,0004y^2$	L_1	1							
18	$Z(L_3)=3,7156 - 4,7697x - 0,053y + 3,0747x^2 - 0,009xy + 0,0006y^2$	L_3	3							
19	$Z(L_0)=1,0555 + 0,0113x - 0,0334y + 0,006x^2 + 0,0002xy + 0,0003y^2$	L_0	0	Частота вращения БК, c^{-1}	Зенитный угол α , градус					Расход БР $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
20	$Z(L_1)=1,0618 + 0,0078x - 0,0332y + 0,0082x^2 + 0,0003xy + 0,0003y^2$	L_1	1							
21	$Z(L_3)=1,129 + 0,0396x - 0,0362y + 0,0074x^2 + 1,9647E-5xy + 0,0003y^2$	L_3	3							
22	$Z(L_0)=1,2546 + 0,0783x - 0,041y + 0,0017x^2 - 0,0002xy + 0,0004y^2$	L_0	0			€ (0,83...2,50)	€ (35...70)			Расход БР $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
23	$Z(L_1)=1,3381 + 0,0864x - 0,0439y + 0,0015x^2 - 0,0003xy + 0,0004y^2$	L_1	1							
24	$Z(L_3)=1,416 + 0,1886x - 0,049y + 0,0029x^2 - 0,0018xy + 0,0005y^2$	L_3	3							
25	$Z(L_0)=1,58 + 0,2331x - 0,0576y + 0,0113x^2 - 0,0011xy + 0,0005y^2$	L_0	0							
26	$Z(L_1)=1,6852 + 0,2371x - 0,0609y + 0,0121x^2 - 0,001xy + 0,0006y^2$	L_1	1							
27	$Z(L_3)=1,6344 - 0,4076x - 2,5974y + 0,0064x^2 + 0,485xy + 1,1829y^2$	L_3	3							

3.8 Выводы по Главе 3

1. В результате моделирования влияния продольной потери устойчивости БК на очистку НН скважины от шлама в ПО «*Landmark*» (*Halliburton*) было установлено, что алгоритмы, входящие в основу гидравлических расчетов, не учитывают влияние пространственной формы БК на разрушение шламовой подушки и очистку скважины от шлама. Это является одной из предпосылок к продолжению исследований влияния управляемого изгиба БК на очистку НН скважин от выбуренной горной породы.

2. Экспериментально подтверждена гипотеза о позитивном влиянии баклинга БК на очистку НН скважин от шлама.

3. Успешно опробована разработанная методика проведения экспериментальных исследований влияния зенитного угла, частоты вращения и синусоидального изгиба БК, с учетом расхода и свойств БР, на очистку НН скважин.

4. Установлено, что целенаправленное введение бурильной колонны в продольную потерю устойчивости с созданием контролируемого синусоидального изгиба с управляемой длиной и количеством полуволн бурильной колонны позволяет повысить эффективность очистки наклонных участков от выбуренной горной породы без изменения гидродинамики промывки в процессе роторного бурения скважин. Увеличение количества полуволн от 1 до 3 обеспечивает повышение эффективности выноса шлама до 8 раз (БР № 1) и до 36 % (БР № 2) при зенитном угле от 35 до 70°, без изменения вязкости и расхода БР.

5. Экспериментальные данные о влиянии зенитного угла на очистку НН скважин от шлама подтверждают предыдущие исследования. Установлено ухудшение выноса шлама с увеличением зенитного угла, а также наличие зоны повышенной сложности 45 ÷ 60° для транспортировки шлама на дневную поверхность – до 2 раз (100%) меньше вынесенного шлама для ньютоновской жидкости, и до 50% меньше для псевдопластичной жидкости, в зависимости от расхода БР, частоты вращения и наличия синусоидального изгиба БК.

6. Экспериментально установлено, что при вращении БК с частотой $n = 0,83 \div 2,50 \text{ с}^{-1}$, при расходе $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ псевдопластичной жидкости, обладающей реологическими свойствами, вынос частиц шлама на дневную поверхность увеличивается до 12 раз, в сравнении с ньютоновской жидкостью, что подтверждает большую значимость реологических свойств БР.

7. Разработанные математические модели, описывающие процесс и степень очистки наклонных участков траектории профиля от шлама в зависимости от варьируемых физико-механических свойств БР и контролируемой пространственной формы БК, с учётом её НДС, позволяют определить требуемые режимные параметры роторного бурения скважин.

8. Статистическая обработка результатов экспериментальных исследований, а именно, корреляционный анализ Спирмана, множественная регрессия и анализ её остатков, а также дисперсионный анализ *ANOVA*, позволяют сделать заключение о значимой и высокой связи исследуемых параметров, а также об адекватности и приемлемости полученных математических моделей.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ НН СКВАЖИН УПРАВЛЯЕМЫМ ИЗГИБОМ БК

4.1 Разработка системы мониторинга НДС скважинного инструмента, обеспечивающей гидромеханическую очистку НН скважин от шлама управляемым продольным изгибом БК

Реализация гидромеханического способа воздействия на скопления шлама в наклонно направленных и БОВ скважинах, с целью улучшения очистки скважины и избежания проблем, связанных с зашламованием КП, осуществляется с помощью включения в состав БК специальных секций труб, в которых монтируются датчики деформации на основе волоконной брэгговской решётки (ВБР).

Благодаря своим преимуществам, датчики на основе ВБР все чаще находят применение в системах контроля авиационной и космической промышленности [52, 133]. С помощью датчиков ВБР возможно измерить деформацию, перемещение, температуру, давление, угол наклона, а также ускорение и вибрацию [50, 114, 125].

В качестве прототипа данной технологии выступает канальный датчик изгиба на основе ВБР для раннего предупреждения оползней и геологического мониторинга (рисунок 4.1.1). Датчик устанавливался в специально подготовленный канал в пластиковом каркасе диаметром 70 мм, образуя квазираспределенную дифференциальную измерительную систему, обеспечивающую мониторинг деформаций по высоте [114].

Оптоволоконные датчики ВБР должны быть выполнены в оплётке из материала, устойчивого к агрессивной среде бурового и тампонажного растворов (рисунок 4.1.2). Примером такого исполнения может служить волоконно-оптический кабель-датчик деформаций T1550 производства компании «Fibsen» (Россия), технические характеристики которого представлены в таблице 4.1.1.

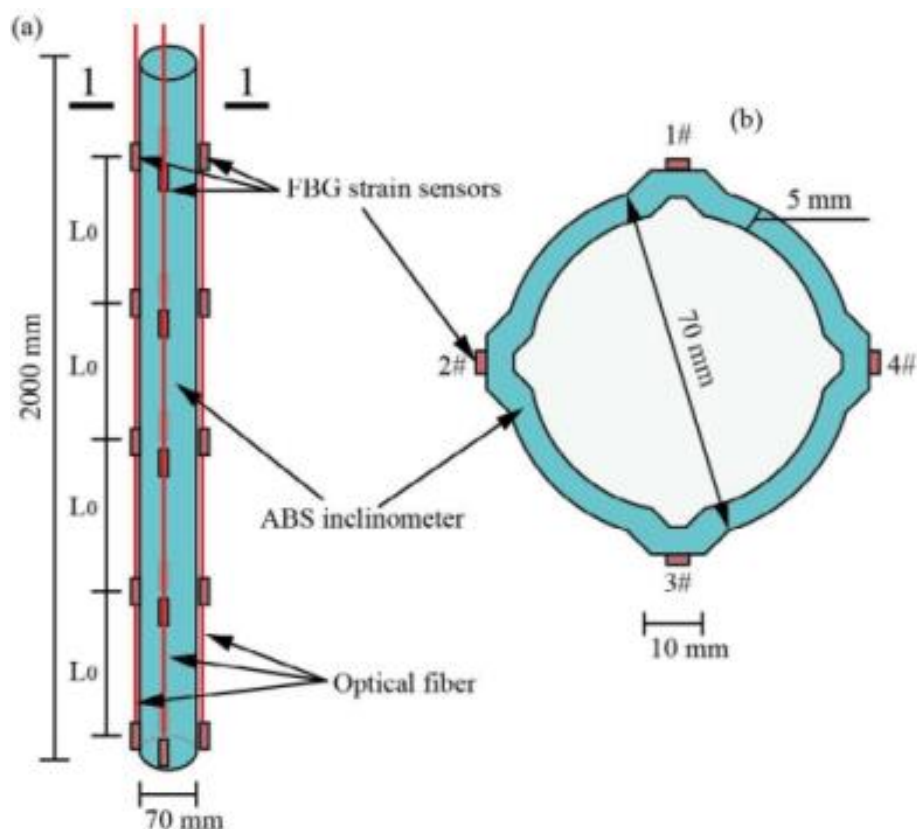


Рисунок 4.1.1 – Канальный датчик изгиба на основе ВБР для геологического мониторинга:
а) общий вид; б) сечение [114]



Рисунок 4.1.2 – Волоконно-оптический кабель-датчик деформации T1550

Таблица 4.1.1 – Технические характеристики волоконно-оптического кабеля-датчика деформации T1550 на основе ВБР

Параметр	Ед. измерения	Значение
Диаметр	мм	2,0±0,1
Количество ВБР	-	16
Расстояние между ВБР	м	1
Ширина интервала длин волн одной решетки	нм	5
Максимальная деформация растяжения	με	10,000
Максимальная продольная нагрузка	Н	200
Рабочий диапазон температур	°С	-60...+85

Датчики должны быть жестко закреплены на внутренней стенке буровых труб (рисунок 4.1.3,а) или в наружной стенке, в специально подготовленном канале (рисунок 4.1.3,б), усиленном сварным материалом для предотвращения разупрочнения колонны в результате возможной концентрации напряжений. В местах соединения БК, в муфтах, оптоволоконный кабель соединяется с датчиками ВБР посредством быстроразъемного соединения и образует «гирлянду» из датчиков, расположенных в трубах.

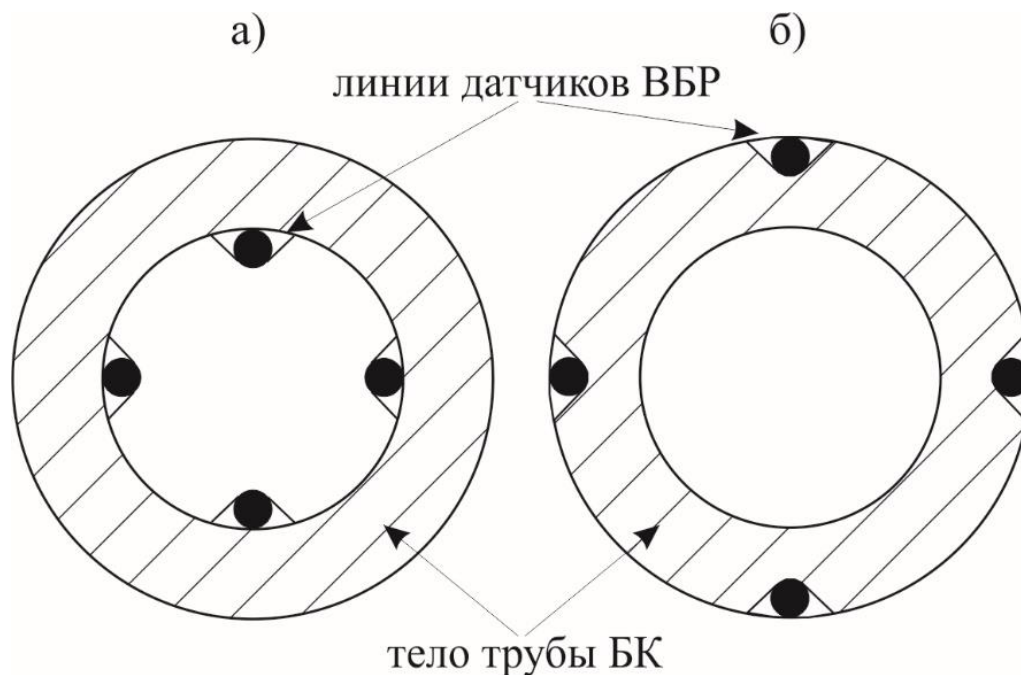


Рисунок 4.1.3 – Расположение датчиков деформации ВБР в разрезе по телу трубы на внутренней стенке (а) и в наружной стенке (б) БК

Надежность работы такой дифференциальной системы измерения будет зависеть от методов крепления, используемых материалов и условий эксплуатации.

Необходимо отметить, что с уменьшением диаметра измерительной системы (световода и датчиков) снижается чувствительность сенсора, а также возрастает вероятность ошибки, связанной со стабильностью клеевых соединений, имеющих ненулевую пластичность. Причиной возможного увеличения ошибок измерений может стать различие в температурных коэффициентах расширения элементов, входящих в конструкцию дифференциальной системы. Для повышения точности измерений в систему

можно вводить специальные компенсационные датчики температуры, как это описано в работах [97, 113, 138].

Перед включением датчиков в измерительную систему необходимо провести калибровку по деформации тензодатчика и определить коэффициент пропорциональности между деформацией БК, измеряемой ВБР и тензодатчиком.

Благодаря применению специальных секций бурильных труб с датчиками деформации на основе ВБР, оператор может контролировать пространственную форму БК посредством регулирования осевой нагрузки на долото.

На участках скважины, где возникает повышенное шламакопление, оператор создает дополнительную осевую нагрузку на ПРИ, тем самым формируя баклинг секций БК в которых установлены датчики деформации ВБР. На экране пульта управления формируется пространственная форма БК в скважине, с учетом геометрии ствола и параметров бурения. Бурильные трубы, находящиеся в контролируемом баклинге, оказывают гидромеханическое (двойное) воздействие на частицы шлама, осевшие на нижней стенке.

Механическое воздействие БК – непосредственно тело бурильной трубы оказывает физическое воздействие, «разбивает» осевший на нижней стенке шлам и перемещает частицы, вовлекая их во взвешенное состояние.

Гидродинамическое воздействие БК - трубы, потерявшие свою продольную устойчивость, меняют профиль потока, движущийся вдоль верхней стенки скважины, и заставляют БР оказывать гидродинамическое воздействие на «шламовую подушку», как бы «размывая» её и вовлекая осевшие частицы шлама в общий поток БР. Таким образом, телом бурильной трубы создается локальная турбулентность потока без применения специальных устройств, таких как турбулизаторы, циркуляционные переводники и др.

При использовании данной технологии, оператор контролирует упругую деформацию БК, находящуюся в установленных пределах прочности инструмента, и создает необходимое количество полутолн БК требуемой длины, которые оказывают прямое механическое воздействие телом трубы на слои

шлама, и значительно турбулизируют восходящий поток БР, что в совокупности обуславливает качественную очистку скважины от выбуренной ГП.

Следующим этапом разработки технологии гидромеханической очистки наклонно направленных скважин управляемым изгибом бурильной колонны, следует считать разработку экспериментального бурового инструмента – бурильной трубы с интегрированными датчиками деформации на основе оптоволоконной брэгговской решетки, а также экспериментальные исследования, связанные с потерей устойчивости БК в ограниченном пространстве, анализ возможности применения компоновок БК различной жесткости, а также натурные крупномасштабные гидродинамические исследования.

4.2 Разработка способа контроля осевой нагрузки на долото при роторном бурении НН скважин с включением в КНБК ВЗД или моторизованных РУС

Согласно разработанной технологии гидромеханической очистки НН скважин от шлама, управляемый баклинг БК создается и контролируется оператором посредством регулирования осевой нагрузки на долото.

Анализ практических данных бурения скважин сложных профилей показал, что фактическая осевая нагрузка, подведенная к долоту, существенно отличается от значения, измеренного по станции ГТИ. Результатом недохождения осевой нагрузки является снижение механической скорости бурения, формирование ствола скважины с кавернами и уступами, что затрудняет продвижения КНБК, а также изменение интенсивности искривления и радиуса участков набора и падения зенитного угла, не соответствующих предельным прочностным характеристикам БК.

Влияние сил трения и изгибных деформаций от искривления ствола скважины препятствуют доведению необходимой нагрузки на забой, а также приводит к снижению оперативного управления и контроля траектории скважины.

Эффективным технологическим решением, направленным на повышение качества проводки проектных траекторий скважин и контроля фактической осевой нагрузки на долото, является разработанный способ контроля осевой

нагрузки на долото при бурении наклонно направленных скважин с включением в КНБК ВЗД или моторизованных РУС – Патент RU № 2646651 [62].

В основе данного способа при расчете фактической осевой нагрузки лежит использование показателя перемещения БК относительно оси скважины, момента сопротивления трению БК о стенки скважины, с учетом потери устойчивости и жесткости инструмента при изменении его НДС.

Способ включает определение давления на стояке буровой установки в холостом и рабочем режимах ВЗД, когда долото находится над забоем, с последующим запуском.

Фактическая осевая нагрузка на долото при одинаковой скорости вращения БК под нагрузкой и без, определяется по формуле (4.1) [62]:

$$G_{\text{факт.}} = G_{\text{ос.ГТИ}} - \left[\frac{(M_{p.p} - M_{p.x}) \cdot g}{\omega_{\text{скв.}} \cdot \pi \cdot D_{\text{скв.}} \cdot a} \right], \text{ Н} \quad (4.1)$$

где $G_{\text{ос.ГТИ}}$ – осевая нагрузка на долото по данным станции ГТИ, Н;

$M_{p.p}$ – момент на роторе в рабочем режиме работы ВЗД, Н·м;

$M_{p.x}$ – момент на роторе в холостом режиме работы ВЗД, Н·м;

$D_{\text{скв.}}$ – диаметр скважины, м;

g – механическая скорость бурения, м/с;

$\omega_{\text{скв.}}$ – угловая скорость вращения БК относительно стенки скважины, рад/с;

a – перемещение БК вдоль оси скважины при потере продольной устойчивости, м.

Осевая нагрузка на долото по станции ГТИ определяется по формуле (4.2):

$$G_{\text{ос.ГТИ}} = G_{\text{бк}} - G_{\text{д}}, \quad (4.2)$$

где $G_{\text{бк}}$ – вес бурильной колонны на крюке буровой установки, Н;

$G_{\text{д}}$ – усилие разгрузки, Н.

Перемещение БК относительно оси скважины определяется согласно (4.3):

$$a = \frac{\pi^4 \cdot f^2}{t}, \quad (4.3)$$

где f – радиальный зазор между БК и стенками скважины, м;

t – шаг винтовой линии бурильной колонны относительно оси скважины, м.

Шаг винтовой линии БК определяется по формуле (4.4) [62]:

$$t = \sqrt{\frac{4\pi \cdot E \cdot I}{G_{\text{ос.ГТИ}}}}, \quad (4.4)$$

где E – модуль Юнга, Па;

I – полярный момент инерции БК, м⁴.

Реализация способа контроля фактической осевой нагрузки на долото проведена на примере бурения участка стабилизации зенитного угла компоновкой с бурильными трубами диаметром 127 мм и долотом диаметром 215 мм, при изменении механической скорости бурения в диапазоне 20 ÷ 28 м/ч.

Перед операцией бурения были проведены расчеты параметров: угловая скорость вращения БК, моменты на роторе в холостом и рабочем режимах ВЗД, а также показатели перемещения и шаг винтовой линии БК за 2π .

При моменте на роторе в холостом режиме работы ВЗД $M_{p,x} = 5$ кН·м и рабочем режиме ВЗД $M_{p,p} = 10$ кН·м, разница моментов составила $\Delta M = 5$ кН·м. Скорость вращения БК относительно оси скважины изменялась в диапазоне 5,3 ÷ 14,1 рад/с, осевое перемещение БК $a = 3,48 \cdot 10^{-3}$ м. Шаг винтовой линии $t = 54,2$ м. Осевая нагрузка по станции ГТИ составила 10 кН.

Анализируя результаты расчетов было установлено, что значение фактической осевой нагрузки на долото не совпадает со значением, полученным по данным станции ГТИ (рисунок 4.2.1).

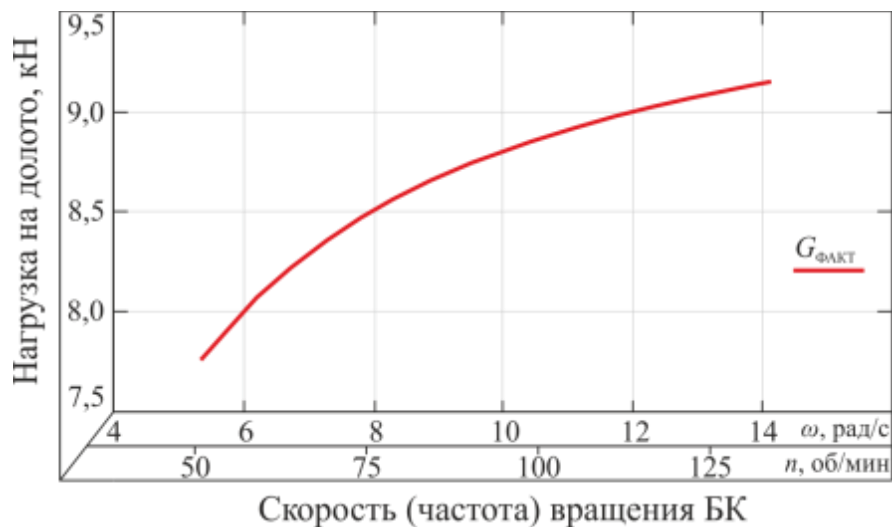


Рисунок 4.2.1 – Зависимость фактической нагрузки на долото от скорости вращения БК [31]

При скорости вращения БК $\omega_{\text{СКВ}} = 5,1$ рад/с (50 об/мин) нагрузка полностью не доходит до забоя и равняется $G_{\text{факт}} = 7,8$ кН, что составляет 78% от требуемой нагрузки. С увеличением скорости вращения до $\omega_{\text{СКВ}} = 14,1$ рад/с (135 об/мин) передача нагрузки на забой возрастает и составляет 9,2 кН, что составляет 92% от нагрузки по данным станции ГТИ.

Определение фактической осевой нагрузки на долото позволяет увеличить эффективность бурения НН скважин с ВЗД при роторном способе, а также позволяет снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций при неконтролируемом вращении БК без учета НДС.

Разработанный способ контроля осевой нагрузки на долото позволяет производить контроль фактической нагрузки на долото с учётом автоматической системы управления искусственным баклингом верхних секций БК в интервалах застойных шламовых зон наклонных участков скважины.

4.3 Разработка алгоритма оперативного контроля и управления параметрами бурения при реализации технологии гидромеханической очистки НН скважин от шлама

Концептуальная БК с вмонтированными внутри тела труб оптоволоконными датчиками деформации ВБР, совместно с разработанным способом контроля осевой нагрузки на долото, учитывающим НДС бурового инструмента, и результаты экспериментов, подтверждающие позитивное влияние синусоидального баклинга БК на вынос шлама, являются основой для разработки алгоритма (рисунок 4.3.1) оперативного контроля и управления параметрами бурения при реализации технологии гидромеханической очистки НН скважин от шлама в местах застойных шламовых зон.

По имеющимся со станции ГТИ данным об осевой нагрузке на долото и механической скорости бурения, с помощью формулы (4.1) определяется фактическая осевая нагрузка, доходящая до забоя, с учетом НДС БК при имеющемся значении частоты вращения. Механическая скорость с учетом определенной фактической нагрузки на долото используется при расчетах

гидравлической программы, позволяющей контролировать ЭЦП и поддерживать оптимальный расход БР.

В случае увеличения давления в КП и возрастания момента на устье, что свидетельствует о зашламовании скважины, оператор вводит часть БК, оснащенной датчиками деформации на основе ВБР, в управляемый баклинг. Контролируя количество и длину полуволн БК, на требуемом интервале скважины создается гидромеханическое воздействие на застоявшиеся слои шлама.

В результате контролируемого баклинга БК, с использованием лишь гидравлической энергии БР (без изменения свойств и расхода) и прямого механического воздействия бурильных труб на скопления шлама, образующиеся на нижней стенке скважины при некачественной очистке и зенитных углах более 45° , без применения специальных устройств, включаемых в компоновку БК для улучшения транспортирования шлама, отмечается положительное влияние на очистку скважины, а именно: улучшение выноса частиц шлама и предотвращение осложнений, связанные с образованием застойных шламовых зон.

Мониторинг НДС БК осуществляется одновременно с контролем режимных параметров бурения, ЭЦП и свойств БР, а также контролем количества шлама в блоке очистки БР.



Рисунок 4.3.1 – Алгоритм оперативного контроля и управления параметрами бурения НН скважин при реализации технологии гидромеханической очистки от шлама

Условные обозначения к рисунку 4.3.1: ГТИ – данные со станции геолого-технологических исследований; n – частота вращения бурового инструмента, c^{-1} ; $G_{ГТИ}$ – осевая нагрузка на долото по данным ГТИ, т; $V_{Ф}$ – скорость бурения по данным ГТИ, м/ч; Q – расход БР, л/с; $G_{Ф}$ – фактическая осевая нагрузка на долото, т; $opt\ G_{Ф}?$ – проверка оптимальности фактической нагрузки на долото; $opt\ ЭЦП?$ – проверка оптимальности ЭЦП БР.

Применение технико-технологических решений мониторинга пространственного положения и НДС БК, параметров бурения и свойств БР, позволяет повысить эффективность роторного бурения, а именно, осуществить гидромеханическую очистку НН скважин за счет двойного гидромеханического воздействия на скопления шлама БК, находящейся в управляемом изгибе.

4.4 Выводы по Главе 4

На основании материалов, представленных в Главе 4, можно сделать следующие выводы:

1. Разработана технология гидромеханической очистки НН скважин от шлама при роторном бурении, в основе которой лежит гидравлическое воздействие БР и механическое воздействие контролируемым изгибом БК, оснащенной датчиками деформации на основе ВБР, приводящее к улучшению качества очистки скважин от выбуренной горной породы и предотвращению осложнений, связанных с образованием шламовых подушек на нижней стенке.

2. Разработан способ контроля осевой нагрузки на долото при бурении наклонно направленных скважин ВЗД и моторизированными РУС, в основе которого лежит определение показателя перемещения БК относительно оси скважины при её продольной потере устойчивости, позволяющий определить фактическую осевую нагрузку на долото и снизить вероятность возникновения аварийных ситуаций.

3. Разработанные технико-технологические решения, включающие автоматизированную систему мониторинга НДС БК при роторном бурении с ВЗД или РУС, способ контроля осевой нагрузки на долото, учитывающий НДС БК, а также алгоритм оперативного контроля и управления параметрами бурения при реализации технологии гидромеханической очистки НН скважин от шлама, позволяют повысить эффективность бурения сложных проектных профилей НН скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования позволяют сформулировать следующие выводы и рекомендации:

1. Научно обоснованы необходимость и целесообразность использования технологии гидромеханической очистки от шлама при роторном бурении НН скважин за счёт применения контролируемого продольного изгиба БК совместно с регулированием режимных параметров бурения.

2. Разработан экспериментальный стенд, позволяющий моделировать очистку НН скважин и провести анализ её качества при варьировании расхода БР, частоты вращения БК, с обеспечением регулируемого эксцентричного расположения труб в результате продольного изгиба, различных физико-механических свойств БР и дисперсности шлама.

3. Разработана методика проведения исследований влияния продольного изгиба БК и параметров бурения на очистку НН скважин от шлама, обеспечивающая наблюдение эффекта безосадного витания частиц горной породы при сохранении режимных параметров и физико-механических свойств БР.

4. На основании теоретических и экспериментальных исследований разработаны 2 математические модели, позволяющие определить изменение качества очистки скважины от шлама в зависимости от зенитного угла скважины, расхода БР, частоты вращения и наличия полуволи БК. Установлено, что увеличение количества полуволи от 1 до 3 обеспечивает повышение эффективности выноса шлама до 8 раз (БР № 1) и до 36 % (БР № 2) при зенитном угле от 35 до 70° без изменения объемного расхода и реологических свойств БР.

Перспективами дальнейшего развития темы диссертации следует считать разработку бурового инструмента (бурильных труб), содержащего распределенную дифференциальную измерительную систему, состоящую из датчиков деформации на основе оптоволоконной решетки Брэгга, позволяющую контролировать пространственную форму БК и осуществлять гидромеханическое воздействие на шлам в местах застойных шламовых зон.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абызбаев, Б.И. Перспективы развития электробурения как высокотехнологичного способа строительства нефтяных и газовых скважин / Б.И. Абызбаев // Нефть, газ и бизнес. – 2001 – № 2 – С. 57–60.
2. Артемьева, С.А., Барский И.Л., Пронин В.Е. К расчету колонн труб в скважине на продольный изгиб / С.А. Артемьева, И.Л. Барский, В.Е. Пронин // Труды ВНИИБТ. – 1982. – вып. 54. – С. 51-59.
3. Байбаков, Н.К. Проблемы электробурения и возможные пути их решения / Н.К. Байбаков, Б.И. Абызбаев // Нефтяное хозяйство. – 1996. – №5. – С. 26-29.
4. Балаба, В.И. Технические средства для повышения эффективности гидротранспорта шлама при бурении наклонных и горизонтальных участков ствола скважины / В.И. Балаба, О.Д. Зинченко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 3. – С. 23-27.
5. Балденко, Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2 Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 470 с.
6. Балденко, Д.Ф. Современное состояние и перспективы развития отечественных забойных двигателей / Д.Ф. Балденко, Ю.А. Коротаев // Журнал «Бурение и нефть». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. – 2012. – №3. URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1> (Дата обращения: 20.09.2022).
7. Балденко, Ф.Д. Расчеты бурового оборудования / Ф.Д. Балденко – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
8. Барский, И.Л. О разветвлении стационарных форм равновесия колонн труб в вертикальных скважинах / И.Л. Барский // Труды ВНИИБТ. – 1983. – вып. 58. – С. 126-137.
9. Басович, В.С. Перспективы применения алюминиевых бурильных труб при бурении горизонтальных скважин большой протяженности / В.С. Басович, И.Н. Буяновский, И.В. Петункин // Бурение и нефть. – 2015. – №6. – С.42-46.

10. Басович, В.С. Перспективы применения легкосплавных бурильных труб с наружным спиральным оребрением для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов / В.С. Басович, И.Н. Буяновский, В.В. Сапунжи // Бурение и нефть. – 2014. – №5. – С.42-46.
11. Булатов, А.И., Буровые промывочные и тампонажные растворы / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
12. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Коллектив авторов; под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского: Научное издание. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 577 с.
13. Вахрушев, А.В. Бурильные трубы "Гидроклин" (Hydroclean™) – революционное решение в области очистки скважин от шлама. Опыт создания и применения / А.В. Вахрушев // Нефть. Газ. Новации. –2012. – № 12. – С. 26–28.
14. Веревкин, А.В. О повышении эффективности бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями / А.В. Веревкин, В.И. Молодило // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2013. – № 1. – С. 16-19.
15. Горшков, Л.К. Динамическая устойчивость колонны бурильных труб / Л.К. Горшков, И.А. Уртминцев // Материалы докладов международной конференции «Шестые Окуневские чтения». Т.1. – СПб.: Балт. гос. техн. ун-т, 2008. – С. 84-89.
16. Грей, Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
17. Гусман, М.Т. Забойные винтовые двигатели для бурения скважин / М.Т. Гусман, Д.Ф. Балденко, А.М. Кочнев, С.С. Никомаров – М.: Недра, 1981. – 231 с.
18. Двойников, М.В. Анализ проектных решений и технологических приемов проектирования и реализации профилей наклоннонаправленных и горизонтальных скважин / М.В. Двойников, А.В. Ошибков // Нефть и газ. Известия вузов. – 2013. – № 4. – с. 40-44.

19. Двойников, М.В. Программно-информационное сопровождение строительства скважин арктического шельфа / М.В. Двойников, **В.Г. Кадочников**, А.А. Куншин // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 1. – С.23-28.

20. Двойников, М.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин модернизированными винтовыми забойными двигателями: научное обобщение, результаты исследований и внедрения: автореферат дис. ... доктора технических наук: 25.00.15 / Двойников Михаил Владимирович; [Место защиты: Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т]. – Тюмень. – 2011. – 48 с.

21. Двойников, М.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин модернизированными винтовыми забойными двигателями: научное обобщение, результаты исследований и внедрения: диссертация ... доктора технических наук: 25.00.15 / Двойников Михаил Владимирович; [Место защиты: Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т]. – Б.м. – 2011. – 371 с.

22. Деркач, Н.Д. Электробур нового поколения / Н.Д. Деркач, В.М. Пестренин, И.В. Пестренина // Булатовские чтения: Сборник статей. Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский дом «Юг». – 2018. – Т.3. – С. 89–98.

23. Добик, Ю.А. Современные методы контроля качества очистки ствола скважины / Ю.А. Добик // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2017. - №1. – С.16-20.

24. Долгопольский, А.Л. Система непрерывной циркуляции для бурения с контролем давления / А.Л. Долгопольский // Инженерная практика. – 2014. – № 9. – С.32-34.

25. Дотянуться до глубин / Электронный журнал «Сибирская нефть». – 2015. – № 126. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2015-november-projects/1109735/> (Дата обращения: 20.07.2020) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

26. Ерасов, Ф.Н. Планетарные гидравлические двигатели / Ф.Н. Ерасов // Вестник машиностроения. – 1966. – № 5. – С. 10-13.

27. Имитатор наклонного и горизонтального бурения ИНГБ кафедры бурения нефтяных и газовых скважин ГБОУ ВО АГНИ г. Альметьевск. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.agni-rt.ru/institut/struktura-instituta/studencheskiy-ofis/kafedra-bureniya-neftyanykh-i-gazovykh-skvazhin/> (Дата обращения: 20.09.2022).

28. Интернациональная компания Weatherford. Сервис бурового инструмента: сайт. – Техас, 2022. – URL: <https://www.weatherford.com/products-and-services/drilling-and-evaluation/rental-tools-and-services/drilling-tools/> (дата обращения: 20.09.2022). – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

29. Информационный лист программного обеспечения WellPlan release 5000.14.0.. – USA: Landmark Graphics Corporation (Halliburton). – 2016. – 4 P. URL: https://www.landmark.solutions/Portals/0/LMSDocs/Datasheets/WellPlan_Software_DATASHEET_A4.pdf (Дата обращения: 20.09.2022) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

30. Кадочников, В.Г. Влияние пространственной формы бурильной колонны на вынос шлама в наклонно-направленных скважинах / **В.Г. Кадочников**, М.В. Двойников, П.А. Блинов // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2020. – № 2. – С. 12-19.

31. Кадочников, В.Г. Оперативный контроль и управление параметрами бурения наклонно направленных скважин / **В.Г. Кадочников**, М.В. Двойников, П.А. Блинов, В.А. Мнацаканов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2018. - №12. – С.5-12. DOI: 10.30713/0130-3872-2018-12-5-12.

32. **Кадочников, В.Г.** Оперативный контроль и управление параметрами бурения / В.Г. Кадочников, М.В. Двойников // Бурение скважин в осложненных условиях: Материалы II Международной научно – практической конференции. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет. – 2017. С. 28-29.

33. **Кадочников, В.Г.** Оперативный контроль и управление параметрами бурения наклонно направленных скважин / В.Г. Кадочников, М.В. Двойников //

Бурение скважин в осложненных условиях: Материалы III Международной научно – практической конференции. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет. – 2018. С. 50-52.

34. Калинин, А.Г. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, А.С. Повалихин. – М.: Недра, 1995. – 305 с.

35. Кирсанов, А.Н. Буровые машины и механизмы / А.Н. Кирсанов, В.П. Зиненко, В.Г. Кардыш. – М.: Недра. – 1981. – 447 с.

36. Кистер, Э.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.

37. Климов, В.В. Повышение эффективности бурения наклонно-горизонтальных скважин путем совершенствования очистки ствола от выбуренной породы / В.В. Климов, М.И. Силвейра, С.В. Усов // Сборник Булатовские чтения: Сборник статей. Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Издательский дом «Юг». – 2019. – Т.1. – С. 99–105.

38. Костышин, В.С. Характеристики современных электробуров и их информационные модели / В.С. Костышин, А.А. Семенцова [Электронный ресурс]. URL: <https://www.sworld.com.ua/simpoz3/9.pdf> (Дата обращения: 20.07.2020) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

39. Краснов, К.С. Молекулы и химическая связь. – М.: Недра, 1986. – 600 с.

40. Кудайкулова, Г.А. Буровые глинистые растворы / Г.А. Кудайкулова. – Алматы: КазНТУ. – 2003. – 137 с.

41. Кудайкулова, Г.А. Влияние реологических свойств буровых растворов на эффективность очистки скважины / Г.А. Кудайкулова, И.М. Бердибаев, Б.А. Айтугулова // Сборник научных статей КазНТУ им. К.И Сатпаева. – Алматы: КазНТУ. – 2010. – С. 32-37.

42. Кузнецов, В.Г. Моделирование процессов строительства скважин / В.Г. Кузнецов [и др.]. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2011. – 224 с.

43. Кутепов, А.М. Химическая гидродинамика: Справочное пособие. / А.М. Кутепов, А.Д. Полянин, З.Д. Запрянов, А.В. Вязьмин, Д.А. Казенин. – М.: Квантум, 1996. – 336 с.
44. Леонов, Е.Г. Совершенствование технологического процесса углубления скважины / Е.Г. Леонов, С.Л. Симонянц. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2014. – 184 с.
45. Литвиненко, В.С. Обоснование выбора параметров режима бурения скважин роторными управляемыми системами / В.С. Литвиненко, М.В. Двойников // Записки Горного института. – СПб: СПГУ. – 2019. – Т. 235. – С. 24-29. DOI:10.31897/PMI.2019.1.24.
46. Лихущин, А.М. Технология очистки ствола наклонно-направленной скважины от шлама при бурении в осложненных условиях / А.М. Лихущин // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Саратов, 1998. – 172 с.
47. Лушпеева, О.А. О природе синергетических эффектов в полимер-глинистых буровых растворах. / О.А. Лушпеева, В.Н. Кошелев, Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 4. – С. 12-21.
48. Мавлютов, В.М. Технология бурения глубоких скважин / В.М. Мавлютов, Р.С. Андриасов. – М.: Недра, 1982. – 254 с.
49. Маковей, Н. Гидравлика бурения. Пер. с румынского. – М.: Недра, 1986. – 536 с.
50. Махсидов В.В. Измерение деформации углепластика с помощью интегрированных в его структуру волоконных брэгговских решеток / В.В. Махсидов, Н.О. Яковлев, А.В. Ильичев, А.М. Шиенок // Механика композиционных материалов и конструкций. – 2015. – Т. 21. – №3. – С.360-369.
51. Митчелл, Дж. Безаварийное бурение / Дж. Митчелл // 2-е изд, перераб. и доп. – Ижевск: Издательство «ИКИ», 2017. – 364 с. ISBN 978-5-4344-0447-1.
52. Михайловский К.В., Базанов М.А. Измерение остаточных технологических деформаций в углепластике путем внедрения в него волоконных

брезговских решеток / К.В. Михайловский, М.А. Базанов // Конструкции из композиционных материалов. – 2016. – № 2. – С. 54–58.

53. Мищенко, Р.Н. Контроль и управление параметрами режима бурения наклонно направленных скважин с применением навигационных телесистем / Р.Н. Мищенко // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Ухта: УГТУ. – 2009. – 24 с.

54. Нефтесервисная компания Акрон. Добавки для буровых растворов: сайт. – Москва, 2022. – URL: <https://www.akros-llc.com/innovation/projects/pervuyu-opyt-primeneniya-burovykh-rastvorov-na-osnove-formiata-kaliya-v-rossii/> (дата обращения: 20.09.2022). – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

55. Нуцкова, М.В. Исследования буровых растворов на углеводородной основе для первичного вскрытия продуктивных пластов / М.В. Нуцкова, Д.А. Сидоров, Д.Э. Тсикплону, Г.М. Сергеев, Н.И. Васильев // Вестник ПНИПУ: Геология. Нефтегазовое дело. – Пермь: ПНИПУ. – 2019. – Т.19 – № 2. – С.138–149. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.2.4.

56. Овчинников, В. П. Буровые промывочные жидкости / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Ф.А. Агзамов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 354 с. – Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/39367> (дата обращения: 11.04.2023). – Режим доступа: для авториз. пользователей.

57. Овчинников, В.П. Влияние бурового раствора на устойчивость ствола скважины / В.П. Овчинников, О.Н. Шемелина // Бурение и нефть. – 2022. – №6. – С. 20-26.

58. Овчинников, В.П. Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений / В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2010. – 123 с.

59. Овчинников, В.П. Технологии и технические средства бурения искривления скважин / В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2008. – 152 с.

60. Оганов, А.С. Проблемы качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама / А.С. Органов, Р.С. Райхерт, М.С. Цукаренко // Neftegaz.ru. – 2015. – № 6. – С. 32-39.

61. Патент № 131792 Российская Федерация, МПК E21B 7/00. Осциллятор-турбулизатор: № 2013114506: заявлено 01.01.2013: опубликовано 27.08.2013 / Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А., Еромасов А.В.; заявитель ГОУ ВПО АГНИ. – 2 с.: ил.

62. Патент № 2646651 Российская Федерация, МПК E21B 44/02. Способ контроля осевой нагрузки на долото при бурении наклонно направленных скважин винтовыми забойными двигателями: № 2646651: заявлено 27.01.2017: опубликовано 06.03.2018 / М.В. Двойников, П.А. Блинов, **В.Г. Кадочников**; заявитель ФГБОУ ВО СПГУ. – 10 с.: ил.

63. Петухов И. Раствор инноваций / Электронный журнал «Сибирская нефть». – 2013. – № 98. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2013-february/1104085/> (Дата обращения: 30.08.2021). – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

64. Повалихин, А.С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А.С. Повалихин, А.Г. Калинин, С.Н. Бастриков, К.М. Солодкий. – М.: Изд-во Центр Лит Нефте-Газ, 2011. – 647 с. ISBN 978-5-902665-50-2.

65. Поминова, О.В. Современные разработки новых высокоингибированных буровых растворов / О.В. Поминова, П.В. Грисюк, К.В. Ескин // Журнал «Бурение и нефть». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. – 2020. URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2020-06/32> (Дата обращения: 30.11.2021) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

66. Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина. Том II / Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 1074 с.

67. Руководство пользователя программного обеспечения Landmark release 5000.0.0 по планированию бурения. – USA: Landmark Graphics Corporation (Halliburton). – 2008. – 416 P. URL: https://esd.halliburton.com/support/LSM/GGT/WellborePlanner/WellborePlanner/5000/5000_0/Help/WBP.pdf?searchid=1387491971793 (Дата обращения: 20.09.2022) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

68. Сароян, А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны / А.Е. Сароян. – М: Недра, 1990. – 263 с.: ил.

69. Симонянц, С.Л. Стимулирование процесса бурения верхним силовым приводом с использованием винтового забойного двигателя / С.Л. Симонянц, М.Аль Тии // Записки Горного института. – СПб: СПГУ. – 2019. - Т. 238. – С. 438-442. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.438.

70. Славутский Л.А. Основы регистрации данных и планирования эксперимента: учебное пособие. – Чебоксары: Изд-во ЧГУ, 2006. – 200 с.

71. Строительство нефтегазовых скважин: Учеб. для вузов: В 2-х томах / Под редакцией А.Г. Калинина. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – Том 2. – Ч.1. – 427 с.: ил. ISBN 978-5-91961-152-3.

72. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т. : учебник для студентов вузов / под общ. ред. В. П. Овчинникова. – 2-е изд., перераб. и доп. – Тюмень: ТИУ, 2017.

73. Трофимова, Т. Буровые растворы на углеводородной основе / Электронный журнал «Сибирская нефть». – 2017. – № 147. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-december/1306551/> (Дата обращения: 02.09.2021). – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

74. Уляшева, Н.М. К вопросу оптимизации промывки и свойств буровых растворов в осложненных условиях / Н.М. Уляшева, В.В. Дуркин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2014. - №10. – С.26-32.

75. Харламов, С.Н. Процессы транспорта шлама при очистке скважин с произвольной ориентацией буровых труб, содержащих эксцентрично расположенное круглое ядро с подвижной стенкой: проблемы, результаты, перспективы (обзор) / С.Н. Харламов, М. Джангхорбани // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск: ТПУ – 2020. – Т. 331. – № 7. – С. 131-149.

76. Хегай, В.К. Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах / В.К. Хегай // Диссертация на соискание степени доктора технических наук. – Ухта: УГТУ, 2005. – 339 с.

77. Хлебников, Д.А. Краткий обзор особенностей современных ГЗД производства ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент» / Д.А. Хлебников, Н.Ю. Мяслицын, А.В. Соболев // Нефтегазовая Вертикаль. – 2014. – № 10 – С. 22-23.

78. Хохлов, А.Л. Особенности выноса шлама в процессе строительства наклонно-направленных скважин / А.Л.Хохлов, А.В.Епихин // Тезисы конференции «Проблемы геологии и освоения недр». Томский политехнический университет. – Томск: ТПУ. – 2017. – Т. 2. – С. 549-551.

79. Хузина, Л. Б. О передаче осевой нагрузки на забой горизонтальной скважины / Л.Б. Хузина, А.Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2006. - №10. – С. 4-7.

80. Цхадая, Н.Д. Устойчивость бурильной колонны в режиме углубления скважины / Н.Д. Цхадая, С.В. Полетаев, З.Х. Ягубов, Э.З. Ягубов, Б.А. Перминов, В.Б. Перминов // Нефтегазовое дело: Геология, геофизика и бурение. – 2014. – Т. 12. – № 3. – С. 29-36.

81. Чепик, В. С. Особенности применения различных технологий бурения в процессе строительства скважины / В.С. Чепик // Молодой ученый. – 2018. – № 3 (189). – С. 55-59. URL: <https://moluch.ru/archive/189/47878/> (Дата обращения: 20.09.2022) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

82. Червинский, В.П. К вопросу применения электробуров при бурении нефтегазовых скважин / В.П. Червинский, В.В.Василенко, В.П. Голубенко //

Вісник НТУ «ХПІ». – Харьков: НТУ Харьковський політехнічний інститут. – 2013. – № 26. – С.129-134.

83. Чубинский, А.Н. Методы и средства научных исследований. Методы планирования и обработки результатов экспериментов / А.Н. Чубинский, Д.С. Русаков, И.М. Батырева, Г.С. Варанкина. – СПб.: СПбГЛТУ, 2018. – 109 с.

84. Шайхутдинова, А.Ф. Обоснование и разработка компоновки с динамически активным элементом для повышения эффективности бурения скважин долотами PDC / А.Ф. Шайхутдинова // Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – СПб.: СПГУ, 2020. – 135 с.

85. Шарафутдинов З.З. Гидратная полимеризация и формы проявления ее в горном деле / З.З. Шарафутдинов, Ф.А. Чегодаев, М.Р. Мавлютов // Горный вестник. – 1998. – № 4. – С. 50-57.

86. Шарафутдинов, З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими свойствами / З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова // Нефтегазовое дело. – 2004. – №1. – С. 1-21.

87. Юнин, Е.К. Волновые процессы при наклонно-направленном бурении: Научное издание / Е.К. Юнин, В.Н. Рубановский, В.К. Хегай. – Ухта: УГТУ, 2002. – 60 с.: ил. : ISBN 5-88179-245-9.

88. Янтурин, А.Ш. Передовые методы эксплуатации и механика бурильной колонны / А.Ш. Янтурин. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1988. – 167, [1] с. : ил. : ISBN 5-295-00186-5.

89. Янтурин, Р.А. О некоторых аспектах увеличения длины эффективного бурения горизонтального интервала или бокового ответвления ствола скважины / Р. А. Янтурин, А. Х. Габзалилова, А. Ш. Янтурин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ. – 2012. - №2. – С. 28-31.

90. Aldred, W Using downhole annular pressure measurements to improving drilling performance / W. Aldred, J. Cook, P. Bern, B. Carpenter, M. Hutchinson, J. Lovell, I. Rezmer-Cooper, P.Ch. Leder // Oilfield Review. – USA: Schlumberger. – 1998. – P. 40-55.

91. Amanna, B. Cuttings transport behavior in directional drilling using computational fluid dynamics (CFD) / B. Amanna, M.R.K. Movaghar // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. Vol. 34. – pp. 670-679. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.07.029.
92. Barskii, I.L. Development of a Method for Drilling of Straight Section of Various Type Wellbores / I.L. Barskii, A.M. Gusman, A.S. Povalikhin // Proceeding ETCE / OMAE 2000 Joint Conference – USA: OMAE. – 2000. – pp. 1-8.
93. Becker, T.E. Correlations of Mud Rheological Properties With Cuttings-Transport Performance in Directional Drilling / T.E. Becker, J.J. Azar, S.S. Okranji // SPE Drilling Engineering. – USA: SPE. – 1991. – pp. 16-24. DOI: 10.2118/19535-PA.
94. Bridges, S.A practical handbook for drilling fluids processing / S. Bridges, L. Robinson. – USA: Elsevier, 2020. – 593 с.: ил. ISBN: 978-0-12-821341-4.
95. Cunningham, J.A New Continuous Flow System (CFS) for Managed Pressure Drilling / J. Cunningham, R.K. Bansal, G. George, E.D. Leos // SPE / IADC Drilling Conference and Exhibition. – USA: SPE. – 2014. DOI: 10.2118/168030-MS.
96. Cutting Bed Impeller (CBI™) Tool. Halliburton. Drill Bits & Service. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.yumpu.com/en/document/read/21757252/cuttings-bed-impeller-cbitm-tool-halliburton> (Дата обращения: 21.06.2021) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.
97. Dong, X., Liu Y., Liu Z., Dong X. Simultaneous displacement and temperature measurement with cantilever-based fiber Bragg grating sensor // Optics Communications. – 2001. – Vol. 192. – № 3. – P. 213-217.
98. Engineering Drilling Fluid Manual // USA: M-I Swaco, 2001. – 788 P.
99. Ford, J.T. Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Boreholes / J.T. Ford, J.M. Peden, M.B. Oyeneyin, E. Gao, R. Zarrouh // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – USA: SPE. – 1990. DOI: 10.2118/20421-MS.
100. George, M. Performance of fiber-containing synthetic-based sweep fluids / M. George, R.Elgaddafi, R.Ahmed, F. Growcock // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Vol. 119. – pp. 185-195. DOI: 10.1016/j.petrol.2014.05.009.

101. Gul, S. Experimental investigation of cuttings transport in horizontal wells using aerated drilling fluids / S. Gul, E. Kuru, M. Parlaktuna // SPE Petroleum Exhibition & Conference. – UAE: SPE. – 2017. – pp. 1–18. DOI: 10.2118/188901-MS.

102. Gulyayev, V.I. The computer simulation of drill column dragging in inclined bore-holes with geometrical imperfections / V.I. Gulyayev, S.N. Hudoly, L.V. Glovach // International Journal of Solids and Structures. – UK: Elsevier. – 2011. – Vol. 48. – pp. 110-118. DOI: 10.1016/j.ijsolstr.2010.09.009.

103. Hakim, H. Performance of polyethylene and polypropylene beads towards drill cuttings transportation in horizontal wellbore / H. Hakim, A. Katende, F. Sagala, I. Ismail, H. Nsamba // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – P. 1-9. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.01.075.

104. Heshamudin, N.S. Experimental investigation of the effect of drill pipe rotation on improving hole cleaning using water-based mud enriched with polypropylene beads in vertical and horizontal wellbores / N.S. Heshamudin, A. Katende, H.A. Rashid, I. Ismail, F. Sagala, A. Samsuri // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – pp. 1173-1185. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.04.086.

105. Huang, W. Boundary Condition: A Key Factor in Tubular String Buckling / W. Huan, D. Gao, Sh. Wei, P. Chen // SPE Journal. – 2015. – Vol. 20. – № 6. – pp. 1409-1420. DOI: 10.2118/174087-PA.

106. Huang, W. Helical buckling of a thin rod with connectors constrained in a torus / W. Huan, D. Gao // International Journal of Mechanical Science. – UK: Elsevier. – 2015. – Vol. 98. – pp. 14–28. DOI: 10.1016/j.ijmecsci.2015.04.010.

107. Huang, W. Helical buckling of a thin rod with connectors constrained in a cylinder / W. Huang, D. Gao // International Journal of Mechanical Science. – UK: Elsevier. – 2014. – Vol. 84. – pp. 189–198. DOI: 10.1016/j.ijmecsci.2014.04.022.

108. Huang, W., A study of tubular string buckling in vertical wells / W. Huang, D. Gao, Y. Liu // International Journal of Mechanical Sciences. – 2016. – Vol. 118. – pp. 231-253. DOI: 10.1016/j.ijmecsci.2016.09.035.

109. Kadochnikov, V.G. Development of technology for hydromechanical breakdown of mud plugs and improvement of well cleaning by controlled buckling of the drill string / **V.G. Kadochnikov**, M.V. Dvoynikov // Applied Sciences (Switzerland). – 2022. – V.12 (13), 6460. DOI: 10.3390/app12136460.

110. **Kadochnikov, V.G.** Influence of the drill string spatial form on transport of cuttings in directional wells / V.G. Kadochnikov, M.V. Dvoynikov // Materials of XVI International forum-contest of students and young researchers «Topical issues of rational use of natural resources». – 2020. – Vol. 1. – PP. 86-87.

111. Katende, A. The effect of drill-pipe rotation on improving hole cleaning using polypropylene beads in water-based mud at different hole angle / A. Katende, B. Segar, I. Ismail, F. Sagala, H.H.A.R. Saadiah, A. Samsuri // The Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – 10 P. DOI: 10.1007/s13202-019-00815-1.

112. Kenny, P. Hole Cleaning Modeling: «What's 'n' Got To Do With It?» / P. Kenny, E.Sunde, T. Hemphill // IADC / SPE Drilling Conference. – USA: SPE. – 1996. DOI: 10.2118/35099-MS.

113. Kersey, A. D. Fiber-optic Bragg grating strain sensor with drift-compensated high-resolution interferometric wavelength-shift detection / A.D. Kersey, T.A. Berkoff, W.W. Morey // Optics letters. – 1993. – Vol. 18. – № 1. – P. 72-74.

114. Liu, H.-L., Experimental study on an FBG strain sensor / H.-L. Liu, Z.-W. Zhu, Y. Zheng, B. Liu, F. Xiao // Optical Fiber Technology. – 2018. – Vol. 40. – P. 144-151.

115. Lubinski, A. A study of the buckling of rotary drilling strings / A. Lubinski // Drilling and Production Practice. – 1950. – Vol. 50. – pp. 178–190.

116. Lubinski, A. Helical buckling of tubing sealed in packers / A. Lubinski, W.S. Althouse, J.L. Logan // Journal of Petroleum Technology. – 1962. – Vol. 14. – pp. 655–670.

117. Mangor, H. Повышение эффективности бурения скважин отклонителем / H. Mangor, R. Elder, J. Boulet, A. Monnet // Нефтегазовые технологии. – 2008. - № 5. – С.27-30.

118. Mitchell, R.F. A buckling criterion for constant-curvature wellbores / R.F. Mitchell // SPE Journal. – 1999. – Vol. 4. – № 4. – pp. 349–352. DOI: 10.2118/57896-PA.

119. Mitchell, R.F. Effects of well deviation on helical buckling / R.F. Mitchell // SPE Drilling and Completion. – USA: SPE. – 1997. – Vol. 12. – №1– pp. 63-70. DOI: 10.2118/29462-PA.

120. Mitchell, R.F. Helical buckling of pipe with connectors and Torque / R.F. Mitchell, S. Miska // SPE Drilling and Completion. – USA: SPE. – 2006. – Vol. 21. – № 2. – pp. 108–15. DOI: 10.2118/87205-PA.

121. Mitchell, R.F. Helical buckling of pipe with connectors in vertical wells / R.F. Mitchell // SPE Drilling and Completion. – USA: SPE. – 2000. – Vol. 15. – № 3. – pp. 162–166. DOI: 10.2118/65098-PA.

122. Mitchell, R.F. Lateral buckling of pipe with connectors in horizontal wells / R.F. Mitchell // SPE Journal. – 2003. – Vol. 8. – № 2. – pp. 124–137. DOI: 10.2118/84950-PA.

123. Mitchell, S. Comparing the Results of a Full-Scale Buckling Test Program to Actual Well Data: New Semi-Empirical Buckling Model and Methods of Reducing Buckling Effects / S. Mitchell, N. Bruce, J. Franks, G. Liu, Y. Yang // SPE Western North American Regional Meeting. – USA: SPE. – 2011. URL: <http://bkoiltools.com/uploads/images/Western%20Well%20Tool/SPE%20144535%20Buckling%20Paper.pdf> (Дата обращения: 20.09.2022) – Режим доступа: открытый доступ. – Текст: электронный.

124. Paslay, R. The stability of circular rod laterally constrained to be in contact with an inclined circular cylinder / R. Paslay, D.B. Bogy // Journal of Applied Mechanics. – 1964. – Vol. 31. – pp. 605–610.

125. Pei, H.-F. Monitoring of lateral displacements of a slope using a series of special fibre Bragg grating-based in-place inclinometers / H.-F. Pei, J.-H. Yin, H.-H. Zhu, C.-Y. Hong, W. Jin, D.-S. Xu // Measurement Science and Technology. – 2012. – Vol. 23. – № 2. – P. 025007.

126. Piroozian, A. Impact of drilling fluid viscosity, velocity and hole inclination on cuttings transport in horizontal and highly deviated wells / A. Piroozian, I. Ismail, Z. Yaacob, P. Babakhani, A.S.I. Ismail // *Journal of Petroleum Exploration and Productions Technology* – 2012. – Vol. 2. – № 3. – pp. 149–156. DOI: /10.1007/s13202-012-0031-0.

127. Rasi, M. Hole Cleaning in Large High-Angle Wellbores / M. Rasi // IADC / SPE Drilling Conference. – USA: SPE. – 1994. DOI: 10.2118/27464-MS.

128. Ren, F. Experimental Investigation and Analysis of Dynamic Buckling of Drill String in Horizontal Well / F. Ren, B. Wang, L. Zhao, A. Zhu // *Shock and Vibration*. – Egypt: Hindawi. – 2017. – pp. 1–15. DOI: 10.1155/2017/1658435.

129. Sample, K.J. An experimental evaluation of correlations used for predicting cutting slip velocity / K.J. Sample, A.T. Bourgoyne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – USA: SPE. – 1977. DOI: 10.2118/6645-MS.

130. Sifferman, T.R. Hole Cleaning in Full-Scale Inclined Wellbores / T.R. Sifferman, T.E. Becker // *SPE Drilling Engineering*. – USA: SPE. – Vol.7, – № 2. – 1992. – pp. 115-120. DOI: 10.2118/20422-PA.

131. Simonyants, S.L. Know-how to drill wells by hydraulic down-hole motors / S.L. Simonyants. – Moscow: The I.M. Gubkin oil & gas Russian State University, 2007. – 160 p.

132. Taghipour, M.A. Hole Cleaning and Mechanical Friction in Non-Circular Wellbore Geometry / M.A. Taghipour // Doctoral thesis. PhD in Petroleum Engineering and Applied Geophysics. – Trondheim, Norway: NTNU, 2014. – 88 P. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/240282> (Дата обращения: 20.09.2022) – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. – Текст: электронный.

133. Takeda, N. Recent advances in composite fuselage demonstration program for damage and health monitoring in Japan / N. Takeda, N. Tajima, T. Sakurai, T. Kishi // *Structural control and health monitoring*. – 2005. – Vol. 12. – P. 245–255.

134. Tan, X.C. Buckling of drill string under the action of gravity and axial thrust / X.C. Tan, P.J. Digby // *International Journal of Solids and Structures*. – UK:

Elsevier. – 1993. – Vol. 30. – № 19. – pp. 2675–2691. DOI: 10.1016/0020-7683(93)90106-H.

135. Tikhonov, V.S. Analysis of Postbuckling Drillstring Vibrations in Rotary Drilling of Extended-Reach Wells / V.S. Tikhonov; A.I. Safronov // ASME Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. – USA: ASME. – 2009. DOI: 10.1115/OMAE2009-79086.

136. Wu, J. Coiled Tubing Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells / J. Wu, H.C. Juvkam-Wold // SPE Drilling and Completion. – USA: SPE. – 1995. – pp. 16-21.

137. Wu, J. The Effect of Wellbore Curvature on Tubular Buckling and Lockup / J. Wu, H.C. Juvkam-Wold // Journal of Energy Resources Technology. – USA: ASME. – 1995. – Vol. 117. – № 3. 214–218. DOI: 10.1115/1.2835343.

138. Xu, M.G. Discrimination between strain and temperature effects using dual-wavelength fibre grating sensors / M.G. Xu, J.L. Archambault, L. Reekie, J.P. Dakin // Electronics letters. – 1994. – Vol. 30. – № 13. – P. 1085-1087.

139. Ytrehus J. D. Oil-Based Drilling Fluid's Cuttings Bed Removal Properties for Deviated Wellbores / J.D. Ytrehus, B. Lund, A. Taghipour, L. Carazza, K.R. Gyland, A. Saasen // Journal of Energy Resources Technology. – 2021. – Vol.143. – № 10. – P.103003 . DOI: 10.1115/1.4050385.

140. Ytrehus, J.D. Hydraulic Behavior in Cased and Open-Hole Sections in Highly Deviated Wellbores / J.D. Ytrehus, B. Lund, A. Taghipour, B.R. Kosberg, L. Carazza, K.R. Gyland, A. Saasen // ASME Journal of Energy Resources Technology. – 2019. – 9 P. DOI: 10.1115/OMAE2019-96347.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2646651

СПОСОБ КОНТРОЛЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО
ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН ВИНТОВЫМ ЗАБОЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет" (RU)*

Авторы: *Двойников Михаил Владимирович (RU), Блинов Павел Александрович (RU), Кадочников Вячеслав Григорьевич (RU)*

Заявка № 2017102840

Приоритет изобретения 27 января 2017 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 06 марта 2018 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 27 января 2037 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) **RU** ⁽¹¹⁾ **2 646 651** ⁽¹³⁾ **C1**
 (51) МПК
E21B 44/02 (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
 ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ

(52) СПК
E21B 44/02 (2017.08)

(21)(22) Заявка: 2017102840, 27.01.2017

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:
 27.01.2017

Дата регистрации:
 06.03.2018

Приоритет(ы):
 (22) Дата подачи заявки: 27.01.2017

(45) Опубликовано: 06.03.2018 Бюл. № 7

Адрес для переписки:
 199106, Санкт-Петербург, В.О., 21 линия, 2,
 федеральное государственное бюджетное
 образовательное учреждение высшего
 образования "Санкт-Петербургский горный
 университет", отдел интеллектуальной
 собственности и трансфера технологий (отдел
 ИС и ТТ)

(72) Автор(ы):
 Двойников Михаил Владимирович (RU),
 Блинов Павел Александрович (RU),
 Кадочников Вячеслав Григорьевич (RU)

(73) Патентообладатель(и):
 федеральное государственное бюджетное
 образовательное учреждение высшего
 образования "Санкт-Петербургский горный
 университет" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете
 о поиске: ДВОЙНИКОВ М.В. Технология
 бурения нефтяных и газовых скважин
 модернизированными винтовыми
 забойными двигателями, Автореферат
 диссертации на соискание ученой степени
 доктора технических наук, Тюмень, 2011, с.
 215-219. RU 2361055 C1, 10.07.2009. RU
 2313667 C2, 27.12.2007. RU 2567575 C1,
 10.11.2015. SU 1216333 A1, 07.03.1986. US
 4491186 A1, (см. прод.)

(54) СПОСОБ КОНТРОЛЯ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН ВИНТОВЫМ ЗАБОЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ

(57) Реферат:

Изобретение относится к бурению нефтяных и газовых скважин. Техническим результатом является определение фактической осевой нагрузки на долото путем расчета величины силы трения буровой колонны о стенки скважины при бурении наклонно направленных скважин винтовыми забойными двигателями с одновременным вращением буровой колонны. Способ контроля осевой нагрузки на долото при бурении наклонно направленных скважин, включающий определение давления на стойке буровой установки в холостом и рабочем

режимах работы винтового забойного двигателя (долото над забоем), отличающийся тем, что после запуска двигателя без нагрузки, при работе его в режиме холостого хода, осуществляется замер частоты вращения и момента на роторе $M_{р,х}$, затем создается осевая нагрузка на долото и осуществляется замер частоты вращения и момента на роторе $M_{р,р}$, а фактическую осевую нагрузку на долото при одинаковых частотах вращения буровой колонны под нагрузкой и без нагрузки определяют по математической формуле, приведенной в тексте описания. 1 ил.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель директора филиала
по научной работе в области
строительства скважин
Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени



Д.Л. Бакиров
2022 г.

АКТ

об использовании результатов кандидатской диссертации
Кадочникова Вячеслава Григорьевича
по научной специальности
2.8.2 – Технология бурения и освоения скважин (25.00.15)

Рабочая комиссия Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени в составе:

Председатель: Заместитель директора филиала по научной работе в
области строительства скважин – Д.Л. Бакиров;

Члены комиссии: М.М Фаттахов, Э.В. Бабушкин, Г.В. Мазур

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему:
«Разработка технологии гидромеханического разрушения шламовых пробок
при роторном бурении наклонных скважин управляемым продольным
изгибом бурильной колонны», представленной на соискание ученой степени
кандидата технических наук, использованы и внедрены в производственную
деятельность Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени при инженерных расчётах и
моделировании процессов разрушения шламовых пробок и очистки скважин
от шлама, в виде математических моделей и рекомендаций к применению в
наклонно-направленных скважинах, где имеются проблемы, связанные с
очисткой от выбуренной породы при осуществлении роторного бурения
наклонных участков.

Предложенные автором решения включены в «План-программу по реализации мероприятий, направленных на повышение качества подготовки ствола и крепления скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» от 27.04.2022, утвержденную Заместителем генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Метод предусмотрен к применению при роторном бурении для очистки ствола от шлама, накопленного в застойных зонах, без проведения дополнительных спускоподъемных операций.

Председатель комиссии:

Заместитель директора филиала по научной работе в области строительства скважин Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, канд. техн. наук



Д.Л. Бакиров

Члены комиссии:

Начальник Управления технологии строительства скважин канд. техн. наук



М.М. Фаттахов

Начальник Управления проектирования строительства скважин канд. техн. наук



Э.В. Бабушкин

Начальник Управления мониторинга строительства скважин



Г.В. Мазур

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ЭМПИРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ №1 (НЬЮТОНОВСКАЯ ЖИДКОСТЬ)

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (ньютоновская жидкость), частоты вращения БК и количества полуволи БК при зенитном угле $\alpha = 35^\circ$

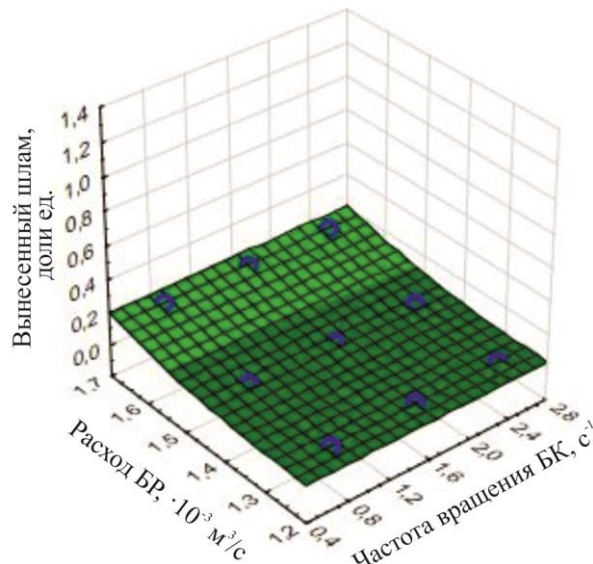


Рисунок В.1 - Z (L0) прямая БК

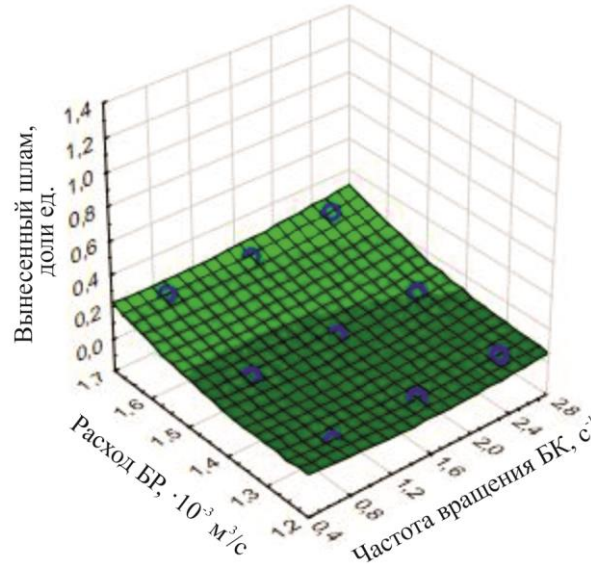


Рисунок В.2 - Z (L1) 1 полуволина

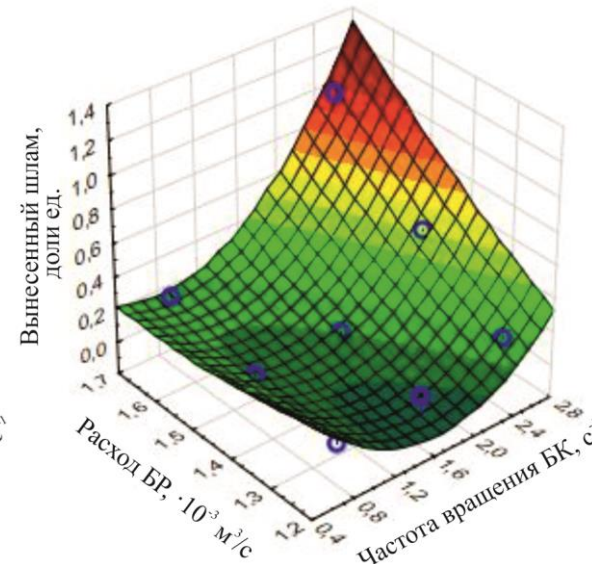


Рисунок В.3 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица В.1

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №1	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. 	$Z=1,3261 - 0,0017x - 2,0845y + 0,0012x^2 + 0,0012xy + 0,8355y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с ⁻¹	Расход БР, · 10 ⁻³ м ³ /с	Зенитный угол $\alpha = 35^\circ$
	$Z=1,7143 - 0,1465x - 2,5476y + 0,0214x^2 + 0,0668xy + 0,9863y^2$	L1 = 1			
	$Z=3,2813 - 2,1052x - 3,1923y + 0,2969x^2 + 0,949xy + 0,8712y^2$	L3 = 3	N ∈ (0,83... 2,50)	Q ∈ (1,25... 1,67)	

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (ньютоновская жидкость), частоты вращения БК и количества полуволин БК при зенитном угле $\alpha = 55^\circ$

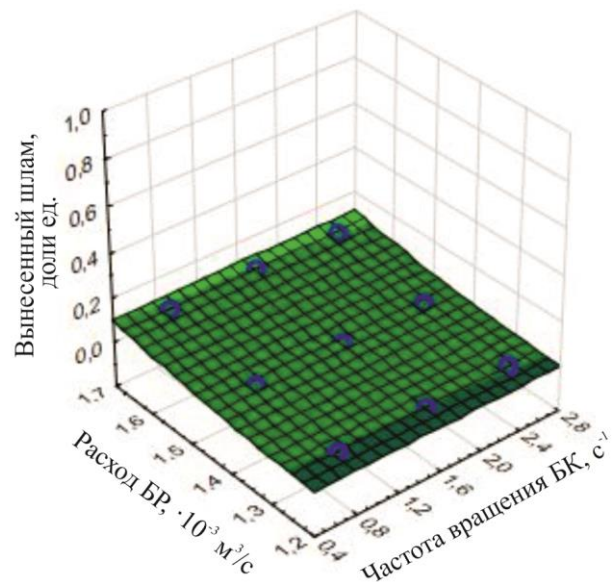


Рисунок В.4 - Z (L0) прямая БК

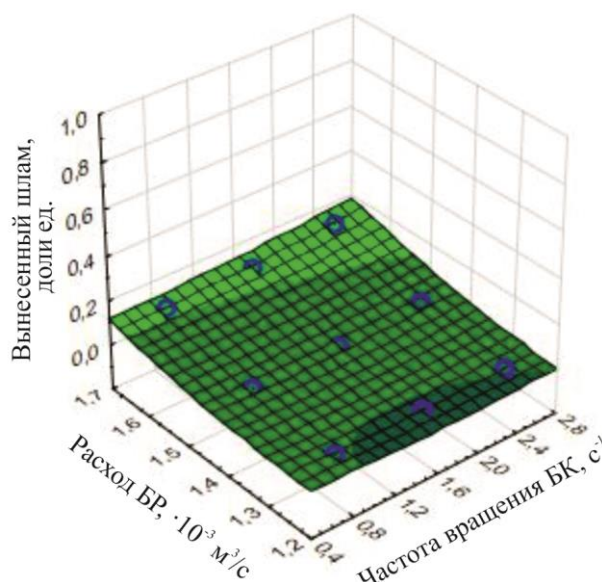


Рисунок В.5 - Z (L1) 1 полуволина

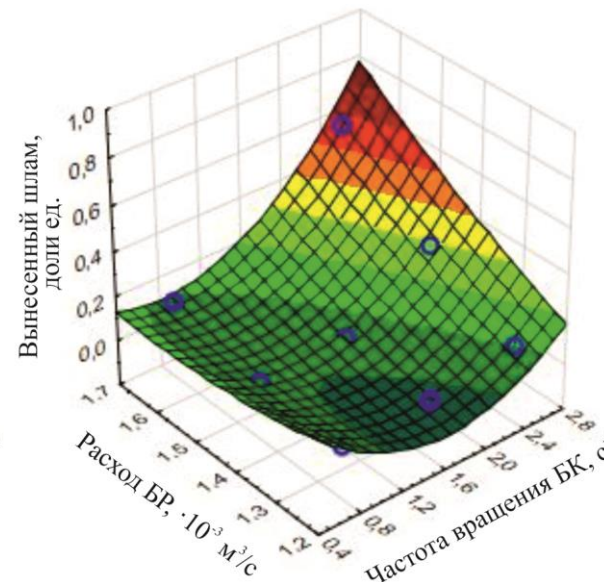


Рисунок В.6 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица В.2

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед.	Математические зависимости модели №1		X	Y	Constant
	Математическая зависимость	Количество полуволин БК, шт.			
> 0,6	$Z=0,3844 - 0,0099x - 0,7025y + 0,0003x^2 + 0,0083xy + 0,3149y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, c^{-1} N ∈ (0,83... 2,50)	Расход БР, $\cdot 10^{-3} m^3/c$ Q ∈ (1,25... 1,67)	Зенитный угол $\alpha = 55^\circ$
< 0,6	$Z=0,8036 - 0,1058x - 1,249y + 0,0094x^2 + 0,0598xy + 0,4986y^2$	L1 = 1			
< 0,4 < 0,2 < 0	$Z=2,1309 - 1,234x - 2,1845y + 0,1718x^2 + 0,5608xy + 0,6216y^2$	L3 = 3			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (ньютоновская жидкость), частоты вращения БК и количества полуволин БК при зенитном угле $\alpha = 70^\circ$

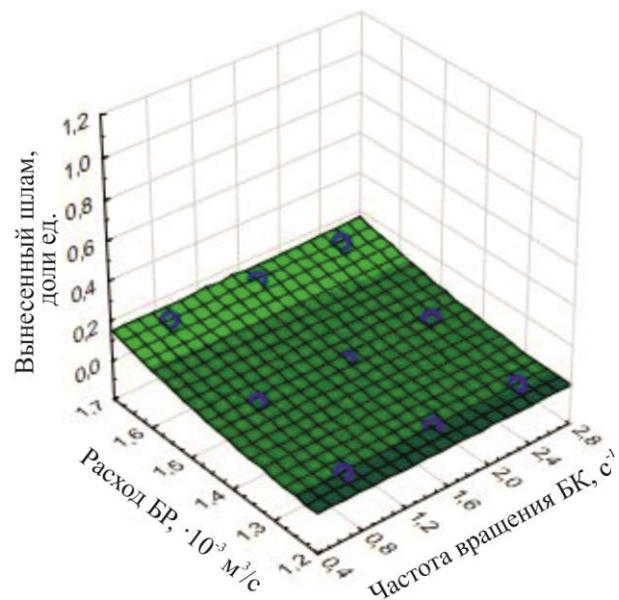


Рисунок В.7 - Z (L0) прямая БК

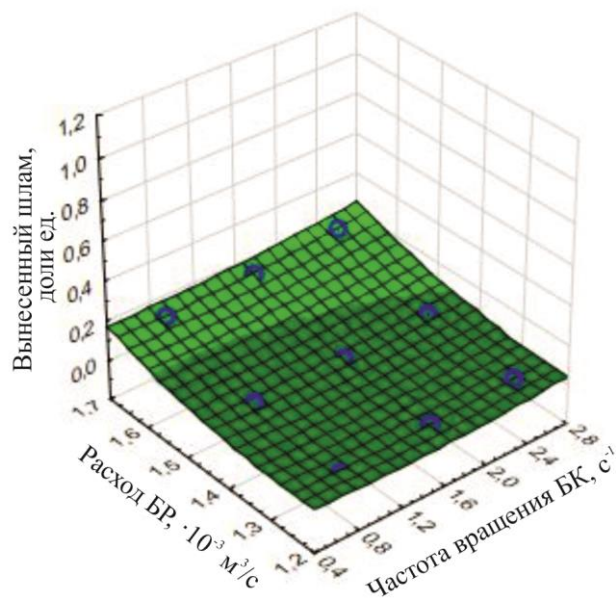


Рисунок В.8 - Z (L1) 1 полуволина

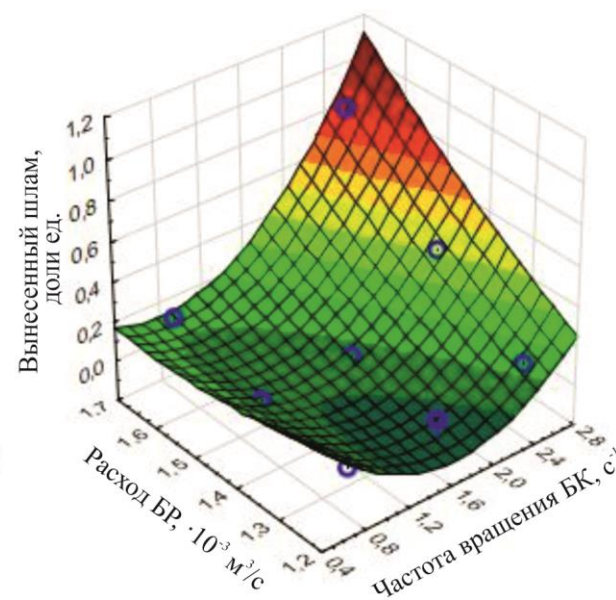


Рисунок В.9 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица В.3

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед. 	Математические зависимости модели №1	Количество полуволин БК, шт.	X	Y	Constant
	$Z=0,678 - 0,0148x - 1,1825y + 0,0005x^2 + 0,0112xy + 0,5119y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, c^{-1} N ∈ (0,83... 2,50) Q ∈ (1,25... 1,67)	Расход БР, $\cdot 10^{-3} m^3/c$	Зенитный угол $\alpha = 70^\circ$
	$Z=1,3531 - 0,0889x - 2,0947y + 0,014x^2 + 0,0449xy + 0,8247y^2$	L1 = 1			
$Z=3,0149 - 1,8193x - 3,0061y + 0,2478x^2 + 0,8348xy + 0,824y^2$	L3 = 3				

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (ньютоновская жидкость), зенитного угла скважины α и количества полуволи БК при частоте вращения $N = 0,83 \text{ с}^{-1}$

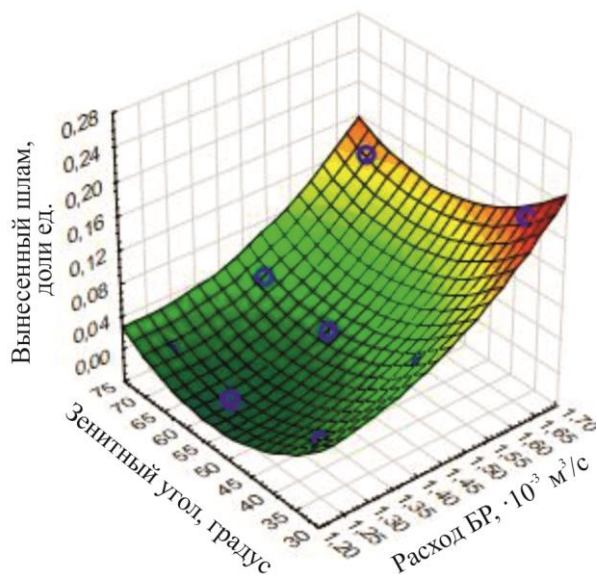


Рисунок В.10 - Z (L0) прямая БК

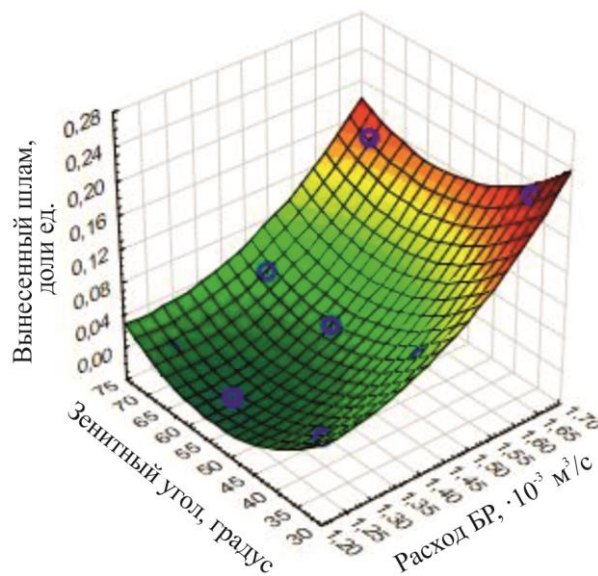


Рисунок В.11 - Z (L1) 1 полуволна

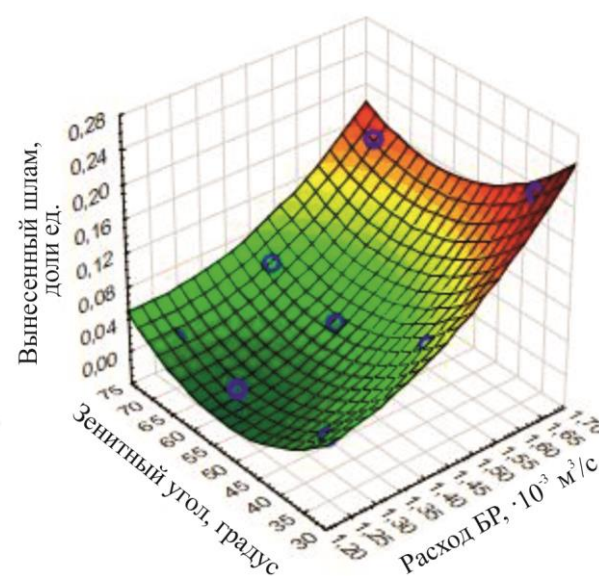


Рисунок В.12 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица В.4

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №1	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. > 0,24 < 0,23 < 0,19 < 0,15 < 0,11 < 0,07 < 0,03 < -0,01	$Z=1,0877 - 1,3848x - 0,0095y + 0,6021x^2 - 0,0014xy + 0,0001y^2$	L0 = 0	Расход БР, ·10 ⁻³ м ³ /с Q ∈ (1,25... 1,67)	Зенитный угол, градус α ∈ (35... 70)	Частота вращения БК N = 0,83 с ⁻¹
	$Z=1,2767 - 1,6571x - 0,0101y + 0,7132x^2 - 0,0015xy + 0,0001y^2$	L1 = 1			
	$Z=0,9995 - 1,2888x - 0,0089y + 0,6032x^2 - 0,0027xy + 0,0001y^2$	L3 = 3			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (ньютоновская жидкость), зенитного угла скважины α и количества полуволи БК при частоте вращения $N = 1,67 \text{ с}^{-1}$

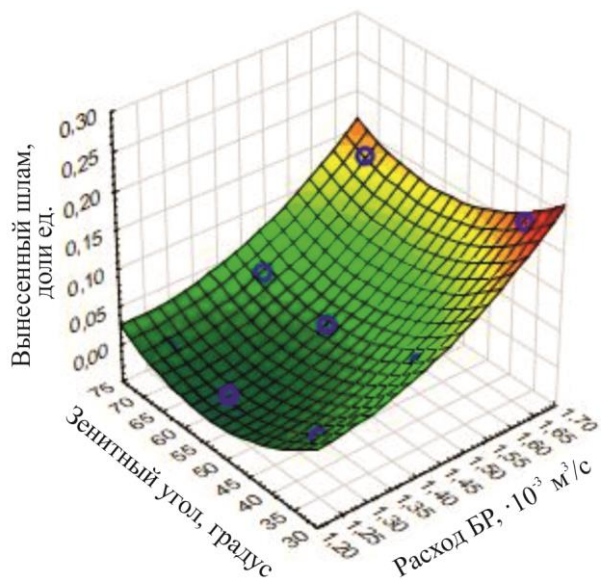


Рисунок В.13 - Z (L0) прямая БК

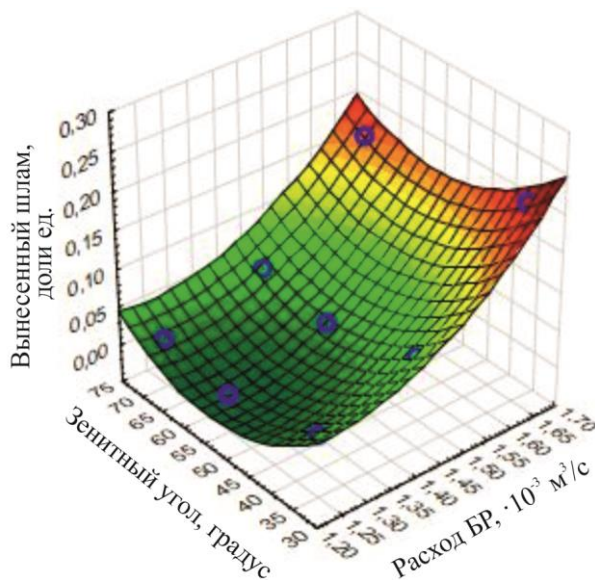


Рисунок В.14 - Z (L1) 1 полуволна

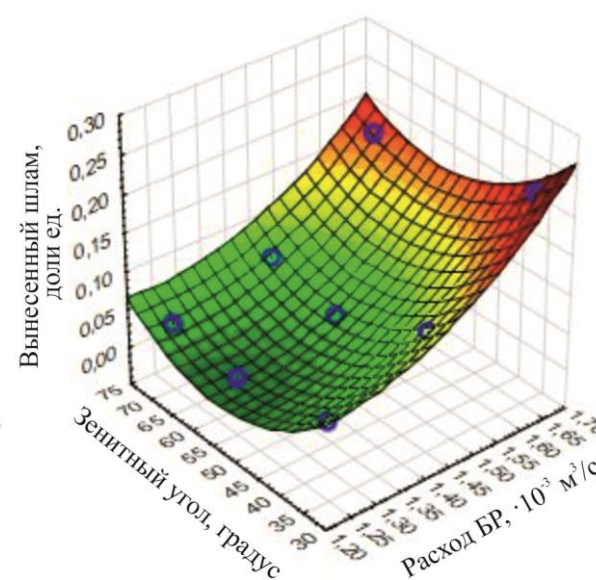


Рисунок В.15 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица В.5

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед.	Математические зависимости модели №1	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
	<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #800000; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FF0000; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FFA500; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #90EE90; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #3CB371; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #008000; margin-bottom: 2px;"></div> </div> <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #800000; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FF0000; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FFA500; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #90EE90; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #3CB371; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #008000; margin-bottom: 2px;"></div> </div>	$Z=1,0459 - 1,3069x - 0,0101y + 0,5707x^2 - 0,001xy + 0,0001y^2$	L0 = 0	Расход БР, · 10 ⁻³ м ³ /с Q ∈ (1,25... 1,67)	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35... 70)$
	$Z=1,4263 - 1,8479x - 0,0108y + 0,7835x^2 - 0,0016xy + 0,0001y^2$	L1 = 1			
	$Z=1,2265 - 1,4976x - 0,0112y + 0,6649x^2 - 0,0022xy + 0,0001y^2$	L3 = 3			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (ньютоновская жидкость), зенитного угла скважины α и количества полуволи БК при частоте вращения $N = 2,50 \text{ с}^{-1}$

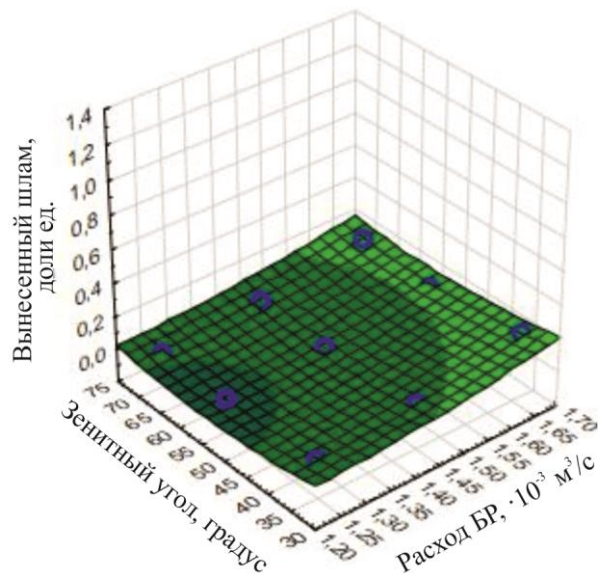


Рисунок В.16 - Z (L0) прямая БК

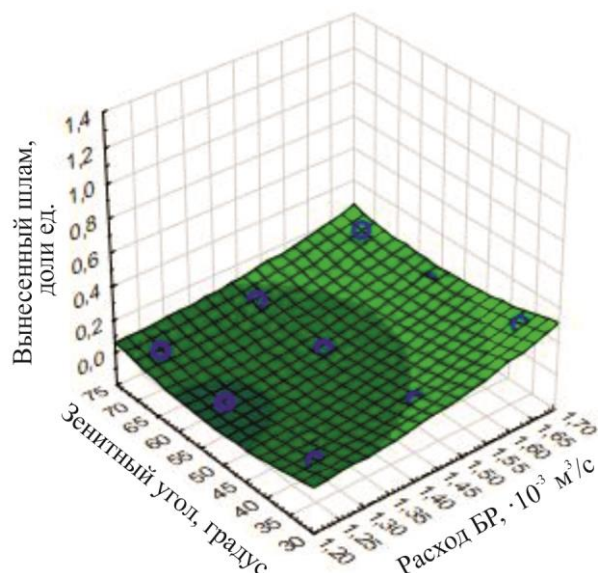


Рисунок В.17 - Z (L1) 1 полуволна

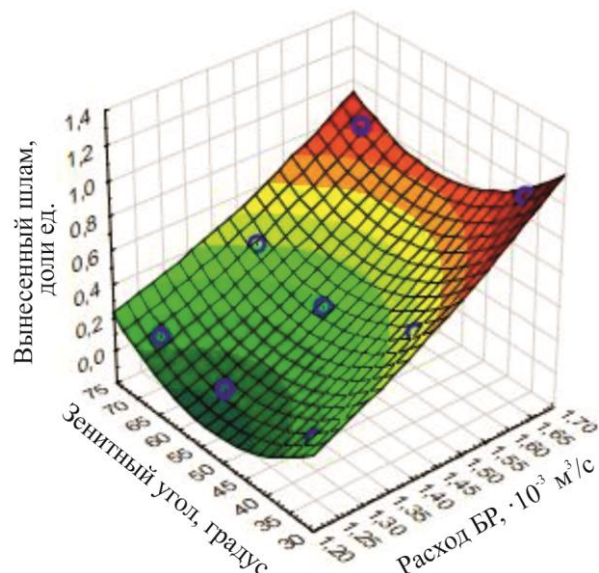


Рисунок В.18 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица В.6

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №1	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. 	$Z=0,8885 - 1,07x - 0,0106y + 0,4895x^2 - 0,0009xy + 0,0001y^2$	L0 = 0	Расход БР, $\cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ $Q \in (1,25 \dots 1,67)$	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35 \dots 70)$	Частота вращения БК $N = 2,50 \text{ с}^{-1}$
	$Z=1,4417 - 1,7981x - 0,0145y + 0,8128x^2 - 0,0025xy + 0,0002y^2$	L1 = 1			
	$Z=1,184 - 0,9142x - 0,0511y + 1,0487x^2 - 0,0096xy + 0,006y^2$	L3 = 3			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от частоты вращения БК, зенитного угла скважины α и количества полуволи БК при постоянном расходе БР (ньютоновская жидкость) $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

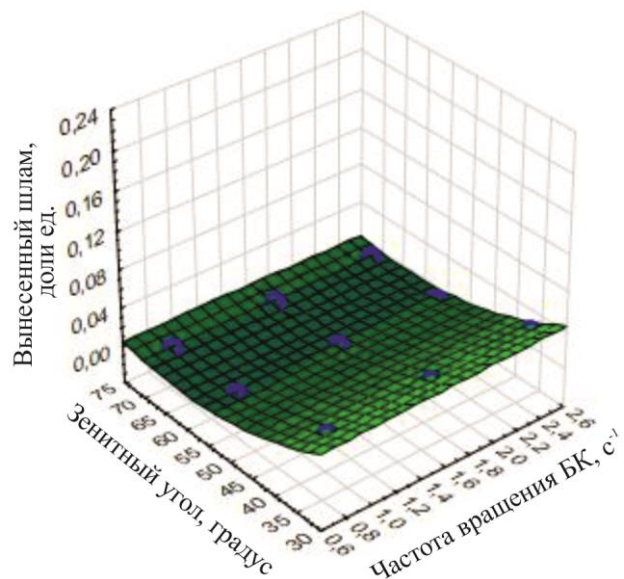


Рисунок В.19 - Z (L0) прямая БК

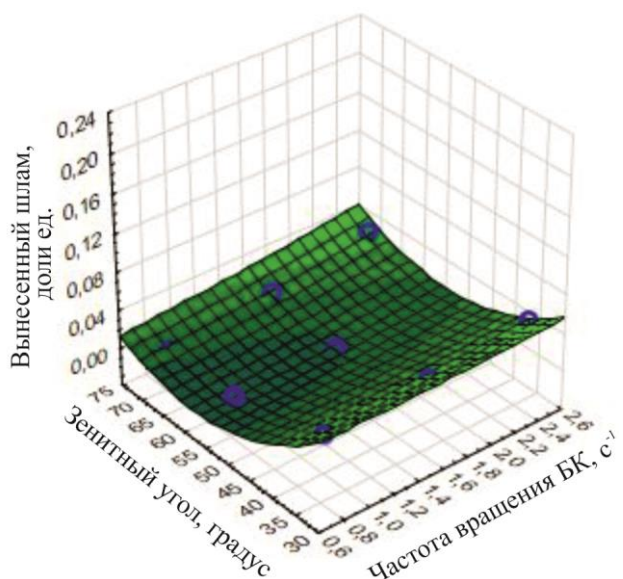


Рисунок В.20 - Z (L1) 1 полуволна

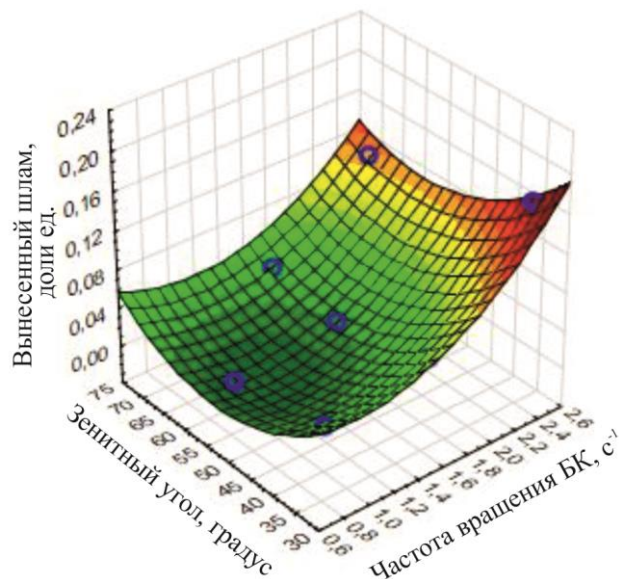


Рисунок В.21 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица В.7

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед.	Математические зависимости модели №1	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
	<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #800000; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FF0000; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FF8C00; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FFD700; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #90EE90; margin-bottom: 2px;"></div> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #008000; margin-bottom: 2px;"></div> </div>	$Z=0,1531 + 0,0065x - 0,0051y - 0,0002x^2 - 8,9046E-5xy + 4,2381E-5y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с^{-1} N \in (0,83... 2,50)	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35 \dots 70)$
	$Z=0,2585 - 0,0125x - 0,0091y + 0,0025x^2 + 0,0002xy + 7,7143E-5y^2$	L1 = 1			
	$Z=0,2848 - 0,0598x - 0,0092y + 0,0461x^2 - 0,0007xy + 9,1111E-5y^2$	L3 = 3			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от частоты вращения БК, зенитного угла скважины α и количества полуволен БК при постоянном расходе БР (ньютоновская жидкость) $Q = 1,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

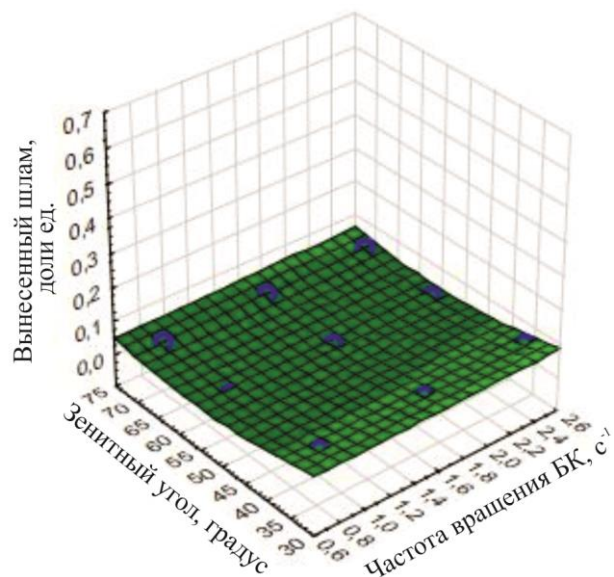


Рисунок В.22 - Z (L0) прямая БК

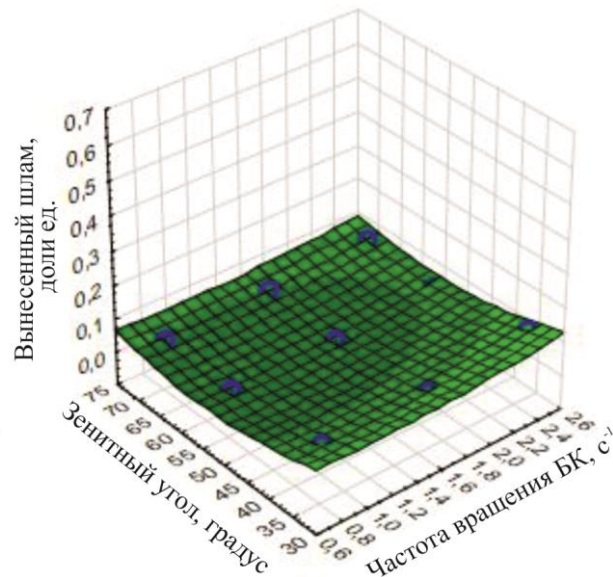


Рисунок В.23 - Z (L1) 1 полуволна

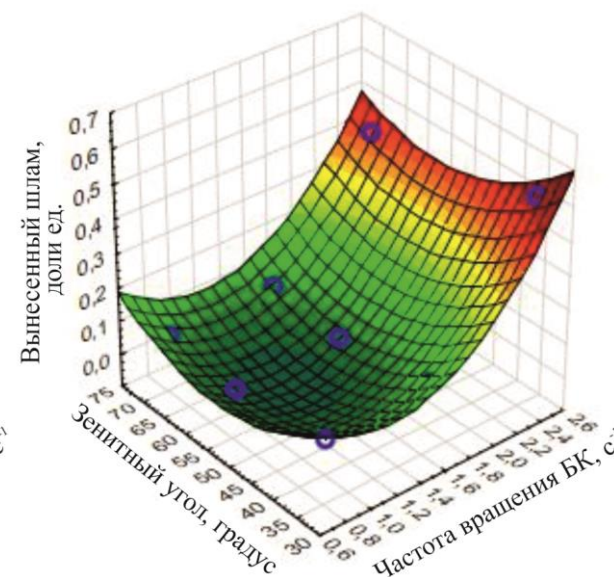


Рисунок В.24 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица В.8

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №1	Количество полуволен БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. 	$Z = 0,2418 + 0,0015x - 0,0076y + 0,0017x^2 - 3,3911E-5xy + 6,7302E-5y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с^{-1}	Зенитный угол, градус	Расход БР
	$Z = 0,3141 - 0,0233x - 0,0098y + 0,0154x^2 - 0,0002xy + 8,9524E-5y^2$	L1 = 1			
	$Z = 0,9654 - 0,4794x - 0,0256y + 0,2257x^2 - 0,0013xy + 0,0002y^2$	L3 = 3			
			$N \in (0,83 \dots 2,50)$	$\alpha \in (35 \dots 70)$	$Q = 1,45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от частоты вращения БК, зенитного угла скважины α и количества полуволи БК при постоянном расходе БР (ньютоновская жидкость) $Q = 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

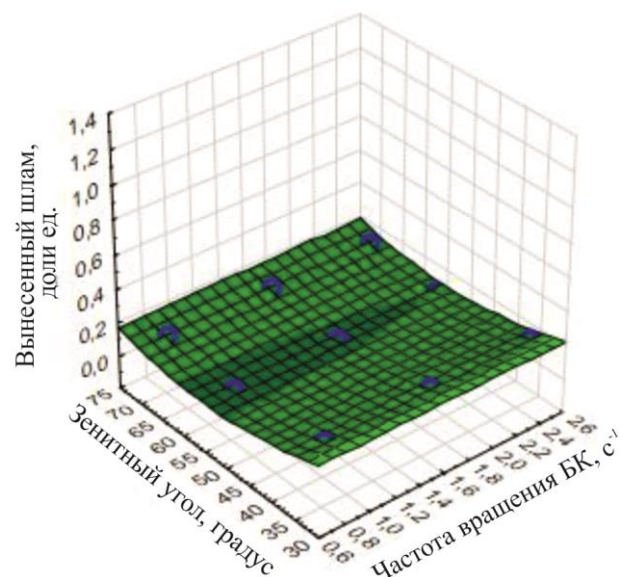


Рисунок В.25 - Z (L0) прямая БК

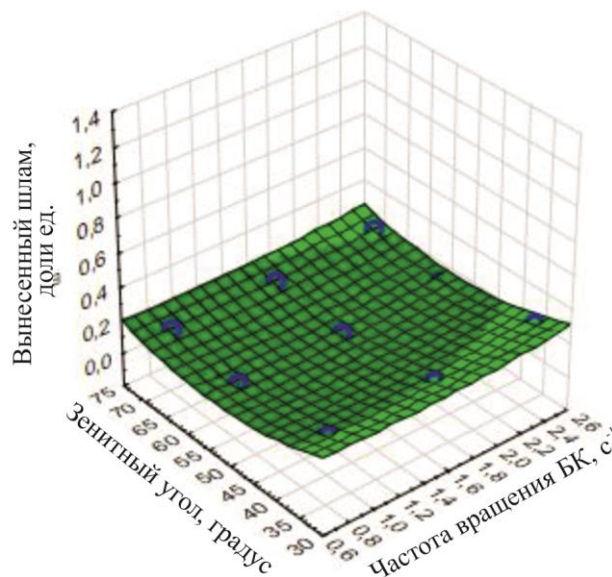


Рисунок В.26 - Z (L1) 1 полуволна

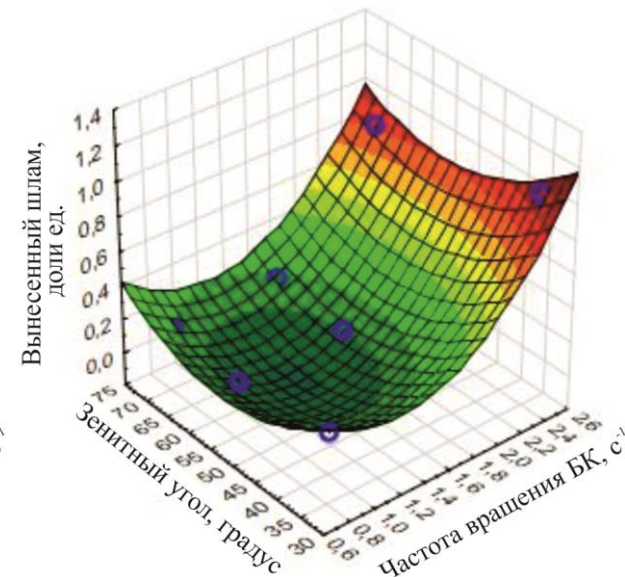


Рисунок В.27 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица В.9

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №1	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. > 1 < 1 < 0,8 < 0,6 < 0,4 < 0,2 < 0	$Z = 0,7031 + 0,0006x - 0,022y + 0,0005x^2 + 3,2438E-5xy + 0,0002y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с^{-1} N ∈ (0,83... 2,50)	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35 \dots 70)$	Расход БР $Q = 1,67 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
	$Z = 0,8233 - 0,0561x - 0,0248y + 0,027x^2 - 2,8601E-5xy + 0,0002y^2$	L1 = 1			
	$Z = 1,9397 - 0,9666x - 0,0502y + 0,4448x^2 - 0,0024xy + 0,0005y^2$	L3 = 3			

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

ЭМПИРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ №2 (Псевдопластичная жидкость)

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (псевдопластичная жидкость), частоты вращения БК и количества полуволи БК при зенитном угле $\alpha = 35^\circ$

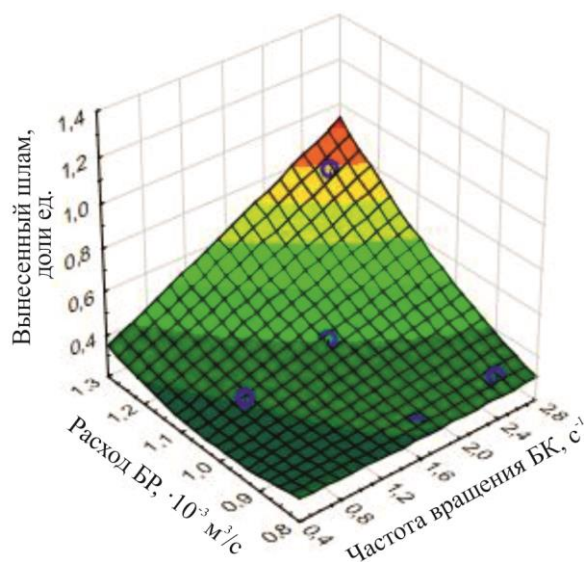


Рисунок Г.1 - Z (L0) прямая БК

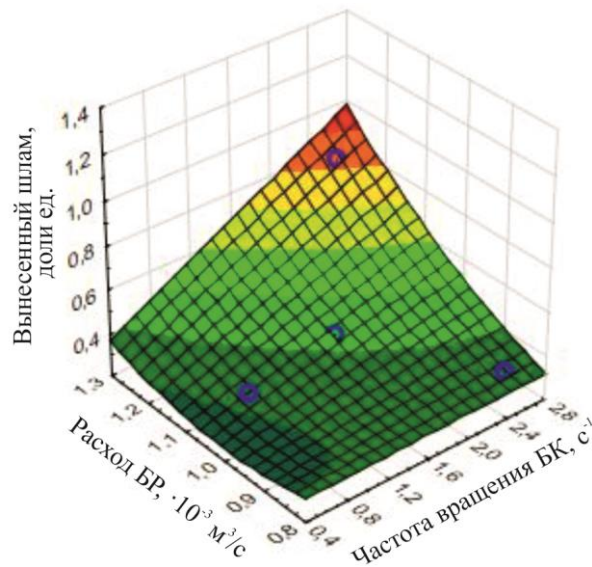


Рисунок Г.2 - Z (L1) 1 полуволина

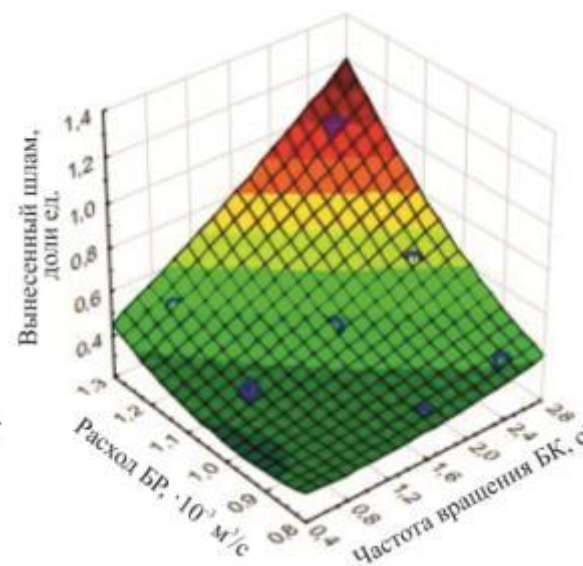


Рисунок Г.3 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица Г.1

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед.	Математические зависимости модели №2		X	Y	Constant
	Математические зависимости модели №2	Количество полуволи БК, шт.			
 > 1	$Z=1,6344 - 0,4076x - 2,5974y + 0,0064x^2 + 0,485xy + 1,1829y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с ⁻¹ N ∈ (0,83... 2,50)	Расход БР, ·10 ⁻³ м ³ /с Q ∈ (0,83... 1,25)	Зенитный угол $\alpha = 35^\circ$
 < 0,9	$Z=1,6777 - 0,3893x - 2,7225y - 0,001x^2 + 0,4966xy + 1,2594y^2$	L1 = 1			
 < 0,7	$Z=1,9734 - 0,4863x - 3,3084y + 0,023x^2 + 0,5556xy + 1,588y^2$	L3 = 3			
 < 0,5					
 < 0,3					

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (псевдопластичная жидкость), частоты вращения БК и количества полуволин БК при зенитном угле $\alpha = 55^\circ$

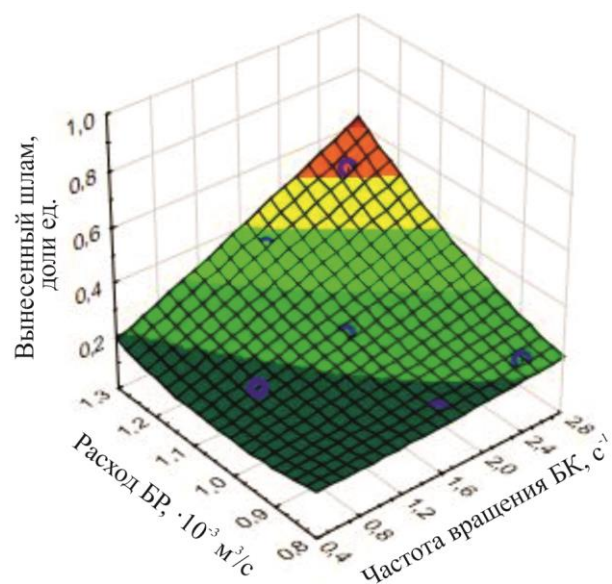


Рисунок Г.4 - Z (L0) прямая БК

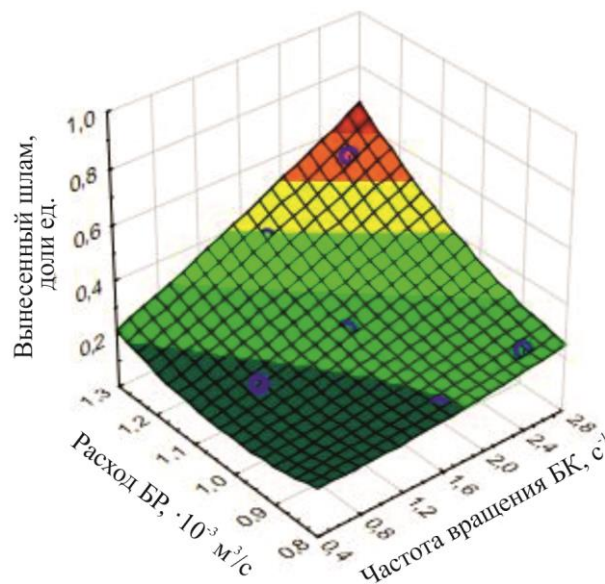


Рисунок Г.5 - Z (L1) 1 полуволина

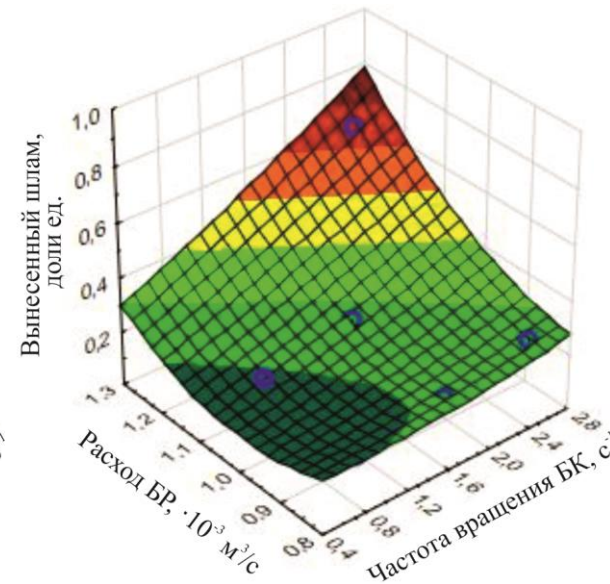


Рисунок Г.6 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица Г.2

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №2	Количество полуволин БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. 	$Z=1,1342 - 0,2713x - 1,8827y + 0,0064x^2 + 0,3332xy + 0,8503y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, c^{-1}	Расход БР, $\cdot 10^{-3} m^3/c$	Зенитный угол $\alpha = 55^\circ$
	$Z=1,3534 - 0,266x - 2,3427y + 0,013x^2 + 0,3182xy + 1,0938y^2$	L1 = 1			
	$Z=1,9633 - 0,2887x - 3,5976y + 0,0147x^2 + 0,3445xy + 1,7428y^2$	L3 = 3			
			N \in (0,83... 2,50)	Q \in (0,83... 1,25)	

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (псевдопластичная жидкость), частоты вращения БК и количества полуволи БК при зенитном угле $\alpha = 70^\circ$

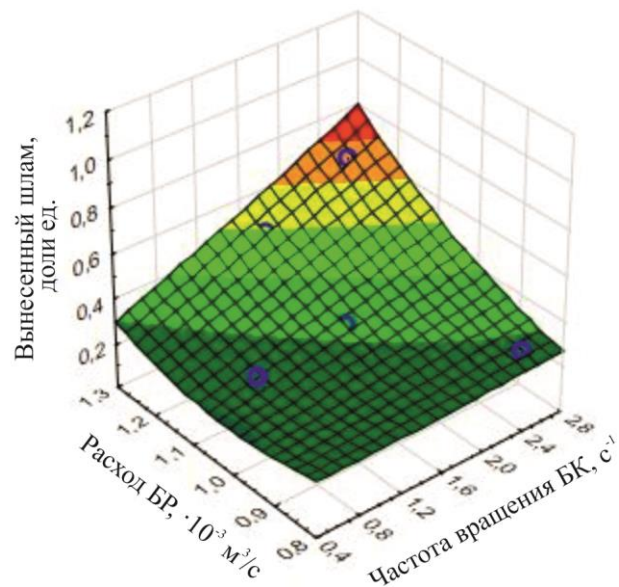


Рисунок Г.7 - Z (L0) прямая БК

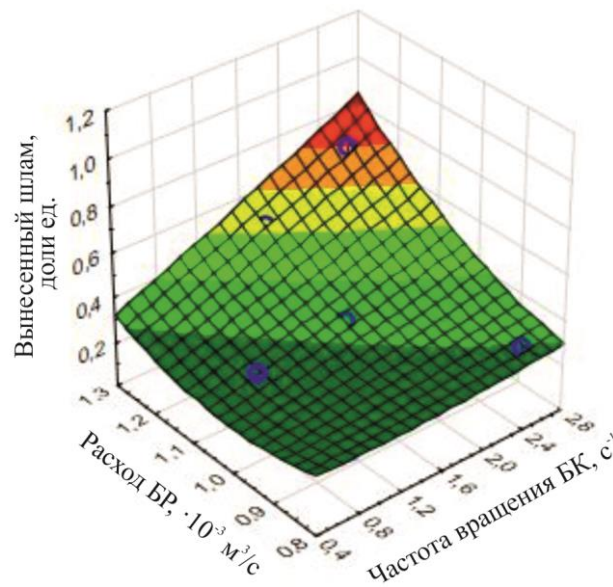


Рисунок Г.8 - Z (L1) 1 полуволна

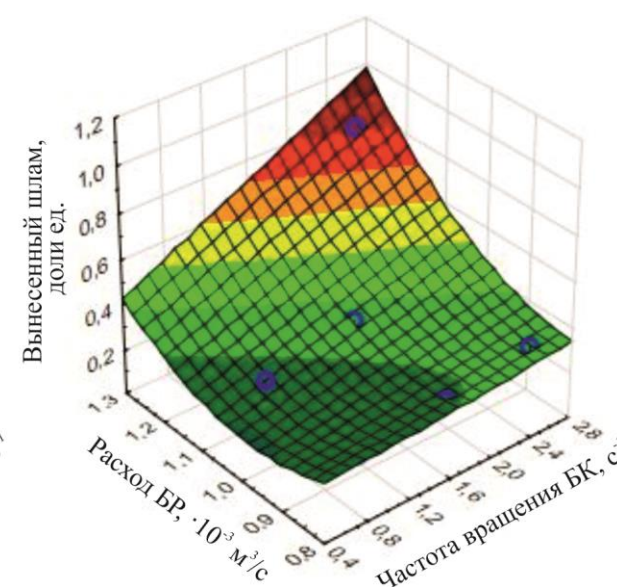



Рисунок Г.9 - Z (L3) 3 полувольны

Таблица Г.3

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед. 	Математические зависимости модели №2		Х	Y	Constant	
	$Z=1,5794 - 0,3175x - 2,655y + 0,0063x^2 + 0,3874xy + 1,2388y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с ⁻¹	Расход БР, ·10 ⁻³ м ³ /с	Зенитный угол	α = 70°
	$Z=1,8102 - 0,3347x - 3,1031y + 0,0099x^2 + 0,3986xy + 1,4632y^2$	L1 = 1				
	$Z=2,6067 - 0,2995x - 4,8455y + 0,005x^2 + 0,3941xy + 2,39y^2$	L3 = 3				
		N ∈ (0,83... 2,50)	Q ∈ (0,83... 1,25)			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (псевдопластичная жидкость), зенитного угла скважины α и количества полуволин БК при частоте вращения $N = 0,83 \text{ с}^{-1}$

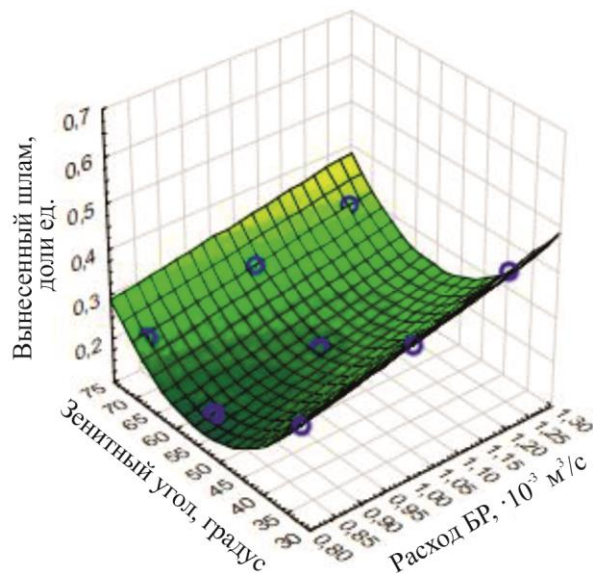


Рисунок Г.10 - Z (L0) прямая БК

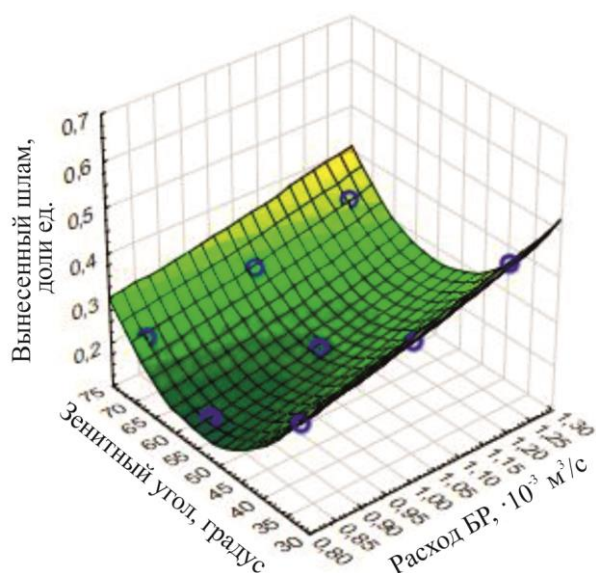


Рисунок Г.11 - Z (L1) 1 полуволина

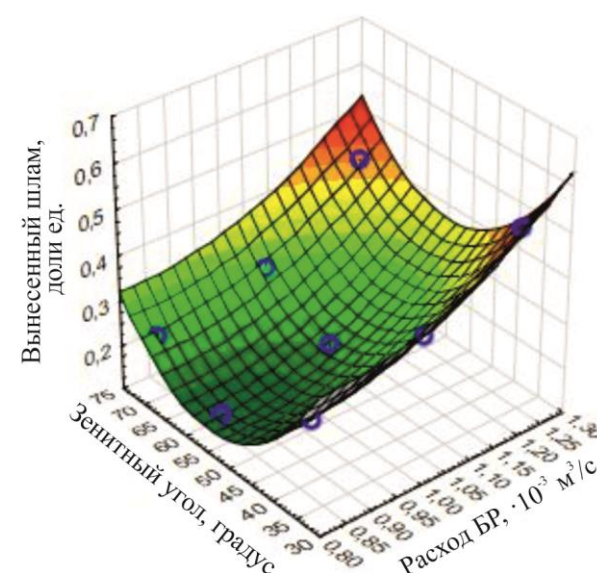


Рисунок Г.12 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица Г.4

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №2	Количество полуволин БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. > 0,6 < 0,55 < 0,45 < 0,35 < 0,25 < 0,15	$Z=0,9754 + 0,2798x - 0,0382y + 0,0166x^2 - 0,0017xy + 0,0004y^2$	L0 = 0	Расход БР, $\cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ Q ∈ (0,83... 1,25)	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35... 70)$	Частота вращения БК N = 0,83 с^{-1}
	$Z=1,1394 + 0,078x - 0,0408y + 0,1342x^2 - 0,0019xy + 0,0004y^2$	L1 = 1			
	$Z=1,9544 - 1,4567x - 0,0442y + 0,9206x^2 - 0,0008xy + 0,0004y^2$	L3 = 3			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (псевдопластичная жидкость), зенитного угла скважины α и количества полуволи БК при частоте вращения $N = 1,67 \text{ с}^{-1}$

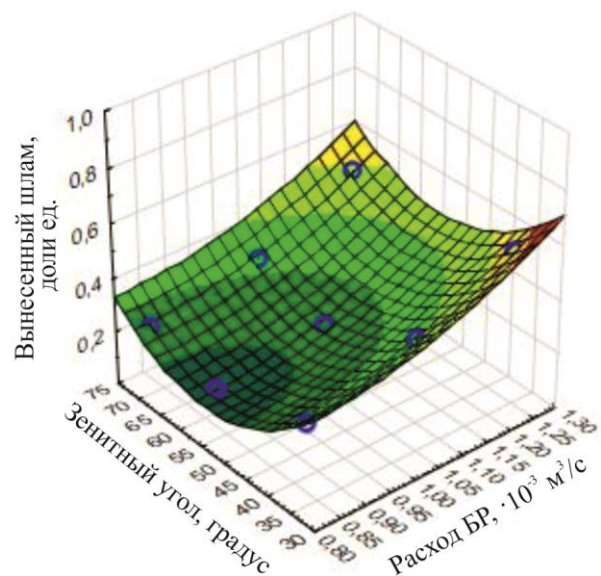


Рисунок Г.13 - Z (L0) прямая БК

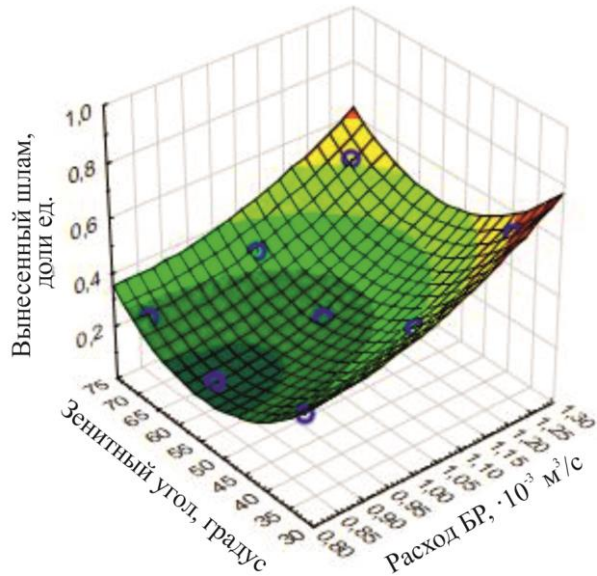


Рисунок Г.14 - Z (L1) 1 полуволна

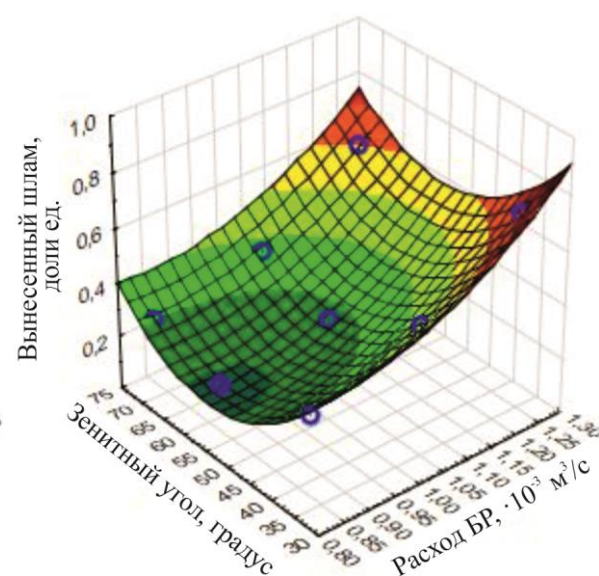


Рисунок Г.15 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица Г.5

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед. 	Математические зависимости модели №2	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
	$Z=1,8899 - 1,4717x - 0,0428y + 1,0202x^2 - 0,0018xy + 0,0004y^2$	L0 = 0	Расход БР, $\cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	Зенитный угол, градус	Частота вращения БК
	$Z=2,069 - 1,7138x - 0,0449y + 1,1843x^2 - 0,0029xy + 0,0004y^2$	L1 = 1			
	$Z=2,6112 - 2,6212x - 0,0495y + 1,7255x^2 - 0,0042xy + 0,0005y^2$	L3 = 3	Q \in (0,83... 1,25)	$\alpha \in$ (35... 70)	N = 1,67 с^{-1}

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от расхода БР (псевдопластичная жидкость), зенитного угла скважины α и количества полуволи БК при частоте вращения $N = 2,50 \text{ с}^{-1}$

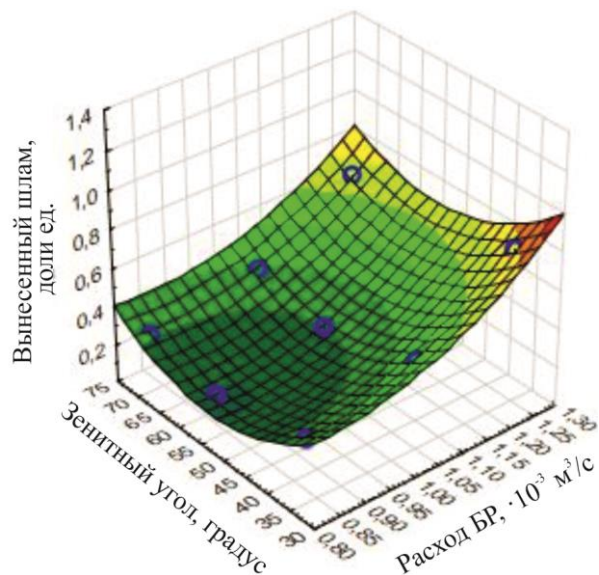


Рисунок Г.16 - Z (L0) прямая БК

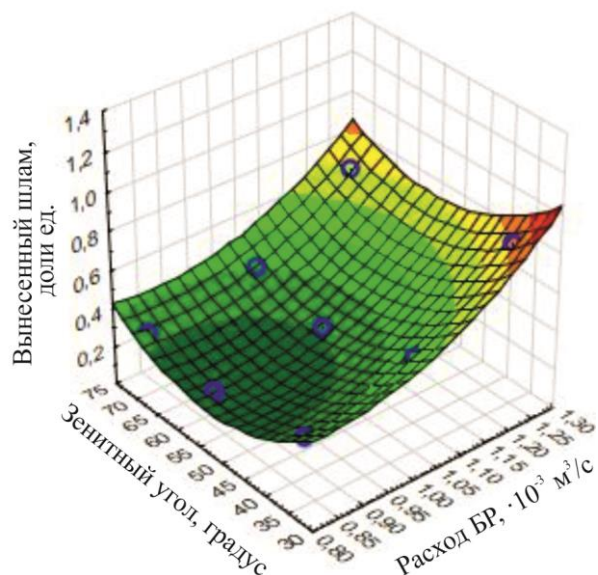


Рисунок Г.17 - Z (L1) 1 полуволина

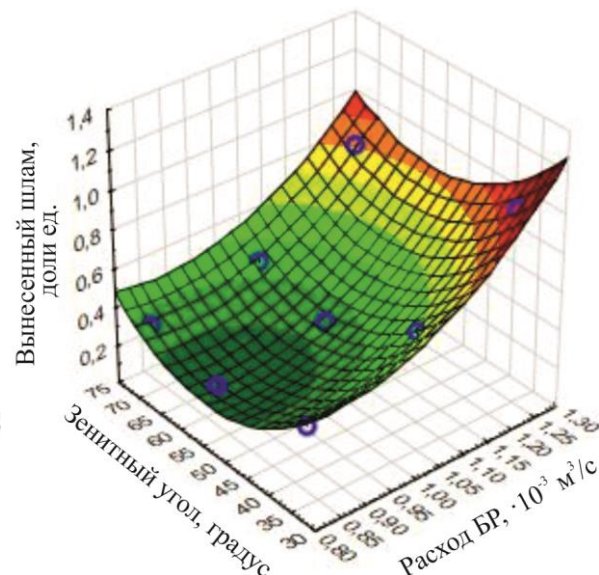


Рисунок Г.18 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица Г.6

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №2	Количество полуволи БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. > 1,2 < 1,2 < 1 < 0,8 < 0,6 < 0,4 < 0,2	$Z=2,741 - 3,3843x - 0,0421y + 2,2352x^2 - 0,0068xy + 0,0004y^2$	L0 = 0	Расход БР, $\cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ Q \in (0,83... 1,25)	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35... 70)$	Частота вращения БК N = 2,50 с^{-1}
	$Z=2,9837 - 3,8761x - 0,0415y + 2,4978x^2 - 0,0071xy + 0,0004y^2$	L1 = 1			
	$Z=3,7156 - 4,7697x - 0,053y + 3,0747x^2 - 0,009xy + 0,0006y^2$	L3 = 3			

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от частоты вращения БК, зенитного угла скважины α и количества полуоволн БК при постоянном расходе БР (псевдопластичная жидкость) $Q = 0,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

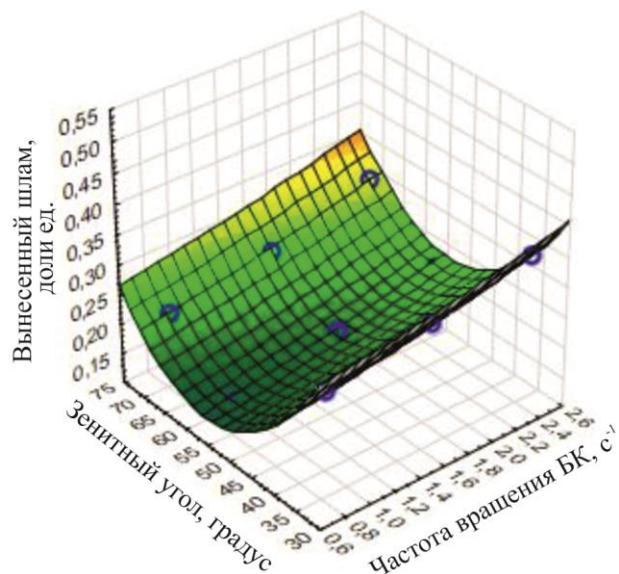


Рисунок Г.19 - Z (L0) прямая БК

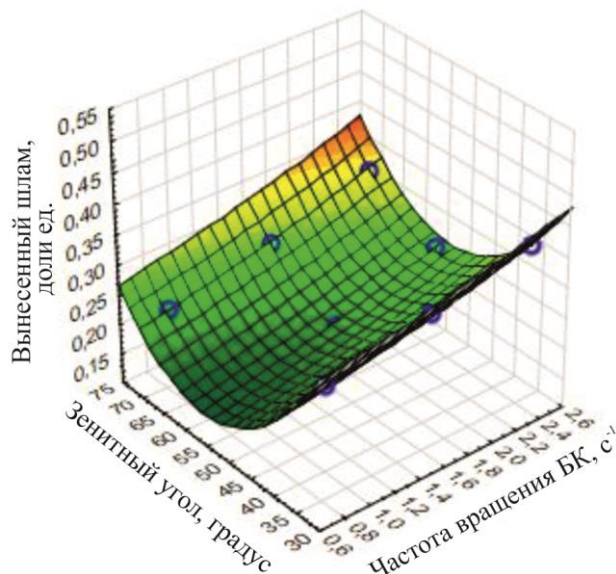


Рисунок Г.20 - Z (L1) 1 полуволна

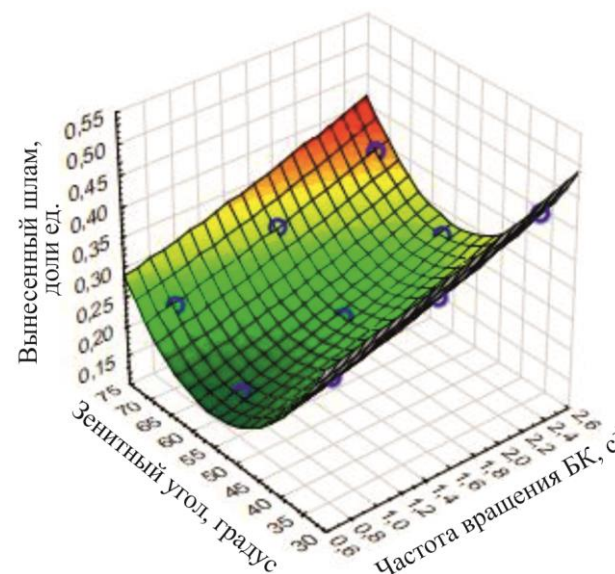


Рисунок Г.21 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица Г.7

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед.	Математические зависимости модели №2		Количество полуоволн БК, шт.	X	Y	Constant
		$Z=1,0555 + 0,0113x - 0,0334y + 0,006x^2 + 0,0002xy + 0,0003y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с ⁻¹ N ∈ (0,83... 2,50)	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35... 70)$	Расход БР $Q = 0,83 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
		$Z=1,0618 + 0,0078x - 0,0332y + 0,0082x^2 + 0,0003xy + 0,0003y^2$	L1 = 1			
	$Z=1,129 + 0,0396x - 0,0362y + 0,0074x^2 + 1,9647E-5xy + 0,0003y^2$	L3 = 3				

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от частоты вращения БК, зенитного угла скважины α и количества полуволин БК при постоянном расходе БР (псевдопластичная жидкость) $Q = 1,05 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

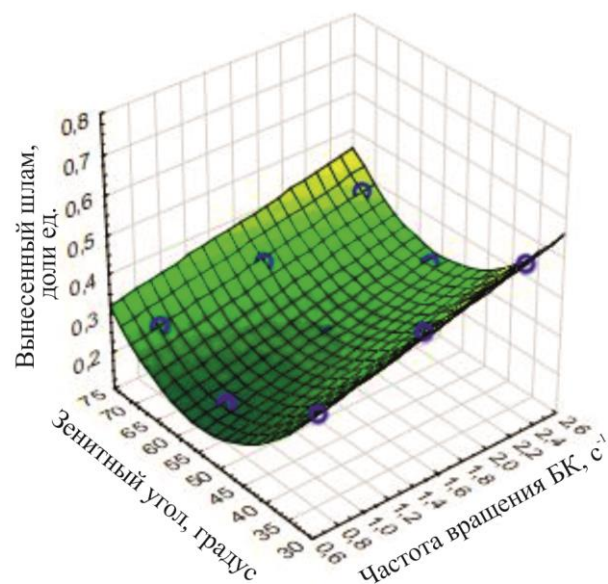


Рисунок Г.22 - Z (L0) прямая БК

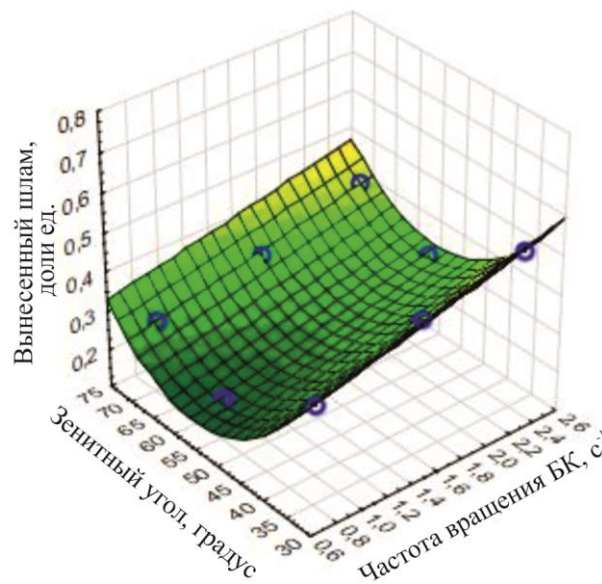


Рисунок Г.23 - Z (L1) 1 полуволина

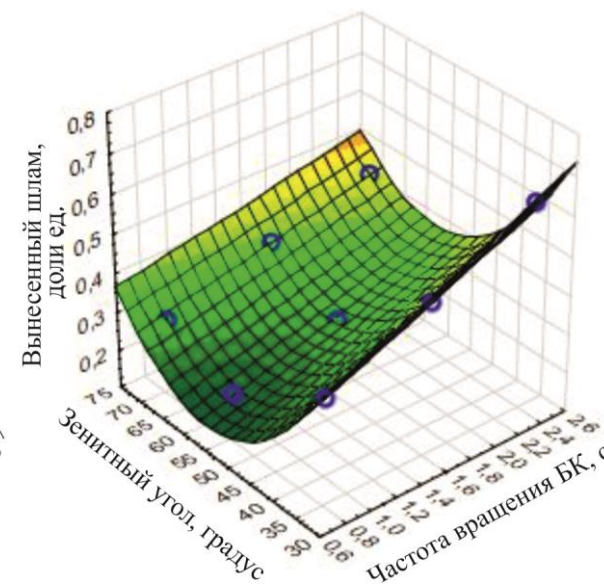


Рисунок Г.24 - Z (L3) 3 полуволины

Таблица Г.8

Условные обозначения:	Математические зависимости модели №2	Количество полуволин БК, шт.	X	Y	Constant
Вынесенный шлам, доли ед. > 0,7 < 0,67 < 0,57 < 0,47 < 0,37 < 0,27 < 0,17	$Z=1,2546 + 0,0783x - 0,041y + 0,0017x^2 - 0,0002xy + 0,0004y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с ⁻¹	Зенитный угол, градус	Расход БР
	$Z=1,3381 + 0,0864x - 0,0439y + 0,0015x^2 - 0,0003xy + 0,0004y^2$	L1 = 1			
	$Z=1,416 + 0,1886x - 0,049y + 0,0029x^2 - 0,0018xy + 0,0005y^2$	L3 = 3	N ∈ (0,83... 2,50)	α ∈ (35... 70)	Q = 1,05 · 10 ⁻³ м ³ /с

Зависимости количества вынесенного шлама (доли ед.) от частоты вращения БК, зенитного угла скважины α и количества полуволин БК при постоянном расходе БР (псевдопластичная жидкость) $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$

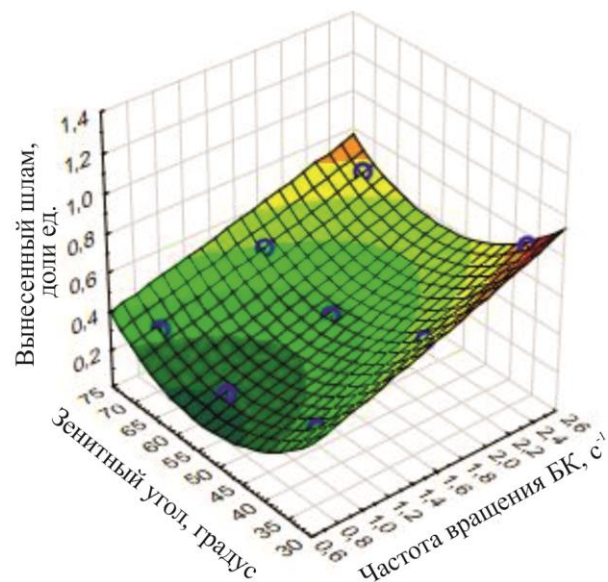


Рисунок Г.25 - Z (L0) прямая БК

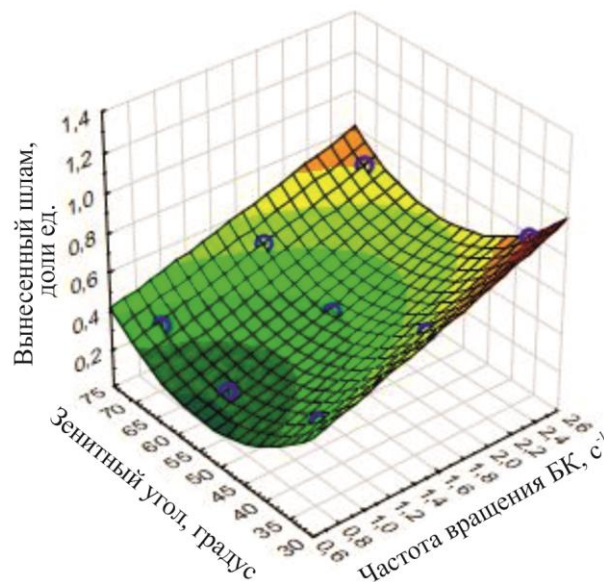


Рисунок Г.26 - Z (L1) 1 полуволна

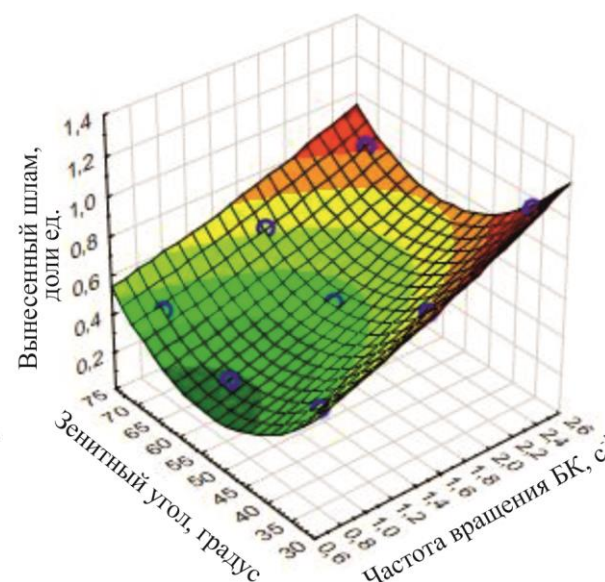


Рисунок Г.27 - Z (L3) 3 полуволны

Таблица Г.9

Условные обозначения: Вынесенный шлам, доли ед. <div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #800000; margin-bottom: 2px;"></div> > 1 <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FF4500; margin-bottom: 2px;"></div> < 1 <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #FFD700; margin-bottom: 2px;"></div> < 0,8 <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #9ACD32; margin-bottom: 2px;"></div> < 0,6 <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #3CB371; margin-bottom: 2px;"></div> < 0,4 <div style="width: 15px; height: 15px; background-color: #008000; margin-bottom: 2px;"></div> < 0,2 </div>	Математические зависимости модели №2	Количество полуволин БК, шт.	X	Y	Constant	
		$Z=1,58 + 0,2331x - 0,0576y + 0,0113x^2 - 0,0011xy + 0,0005y^2$	L0 = 0	Частота вращения БК, с^{-1} N ∈ (0,83... 2,50)	Зенитный угол, градус $\alpha \in (35... 70)$	Расход БР $Q = 1,25 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$
		$Z=1,6852 + 0,2371x - 0,0609y + 0,0121x^2 - 0,001xy + 0,0006y^2$	L1 = 1			
	$Z=1,9677 + 0,2488x - 0,0698y + 0,0324x^2 - 0,002xy + 0,0007y^2$	L3 = 3				