

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Е. Ю. Липатов

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И
ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И
ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ
(на примере месторождений Среднего Приобья)**

Монография

Тюмень
ТюмГНГУ
2015

УДК 622.243.2

ББК 33.131

Л 61

Рецензенты:

доктор технических наук, профессор Е. С. Шаньгин
начальник отдела реконструкции скважин ПАО «Варьеганнефтегаз»
В. П. Храмков

Липатов Е. Ю.

Л 61 Исследование и разработка технологии и технических средств для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны (на примере месторождений Среднего Приобья). – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 128 с.

ISBN 978-5-9961-1155-8

В монографии представлены результаты исследований в области предупреждения и ликвидации прихватов бурильной колонны путем разработки и применения: методик распознавания видов прихватов и их ликвидации; методики определения границ прихватопасных интервалов; промывочных жидкостей с оптимизированными фильтрационными и смазывающими свойствами; технического устройства улучшающего качество очистки скважины от шлама.

Данная монография предназначена для подготовки бакалавров направления 21.03.01 Нефтегазовое дело, магистров, а так же аспирантов и специалистов предприятия нефтегазовой отрасли. Материал, изложенный в данной монографии, окажет неоценимую помощь при изучении дисциплин «Осложнения и аварии при строительстве скважин», «Технология бурения скважин» «Компьютерный контроль при строительстве скважин».

УДК 622.243.2

ББК 33.131

ISBN 978-5-9961-1155-8

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский государственный
нефтегазовый университет», 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ.....	5
1.1 Анализ горно-геологических условий обуславливающих возник- новение прихватов бурильной колонны при бурении скважин на место- рождениях Среднего Приобья.....	5
1.2 Анализ современного состояния технических средств и тех- нологий предупреждения и ликвидации прихвата бурильной ко- лонны.....	7
1.3 Анализ свойств буровых промывочных жидкостей влияющих на возникновение прихвата бурильной колонны.....	20
1.4 Анализ методов по предупреждению и ликвидации прихватов бу- рильной колонны.....	27
Выводы по разделу. Постановка задач исследований.....	31
2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НАУЧНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.....	32
2.1 Разработка методики по определению границ прихватоопасных интервалов в скважине.....	32
2.2 Разработка и обоснование устройства и КНБК для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны.....	54
2.3 Разработка методик для определения вида прихвата бурильной колонны и последовательности первоочередных действий по его ликви- дации.....	85
Выводы по разделу.....	88
3 ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ПРИХВАТООПАСНЫХ ИНТЕРВАЛАХ.....	89
3.1 Постановка задач и методики проведения эксперимента.....	89
3.2 Исследования влияния добавок кольматанта, полимера и смазы- вающих добавок на фильтрационные и смазывающие свойства промывочной жидкости.....	95
3.3 Оптимизация параметров промывочной жидкости на водной основе для предупреждения возникновения прихвата бурильной колонны.....	103
Выводы по разделу.....	113
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	115
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	122

ВВЕДЕНИЕ

Сохранение темпов развития ТЭК России во многом определяется качеством строительства скважин на месторождениях Среднего Приобья, которые характеризуются сложными горно-геологическими условиями, высокой интенсивностью набора зенитного угла при бурении скважины, увеличением глубины бурения и протяженностью горизонтального участка, приводящие к возникновению осложнений и аварий.

Одним из наиболее распространенных и тяжелых по последствиям видов осложнений при бурении наклонно направленных скважин и скважин с горизонтальным участком на месторождениях Среднего Приобья является прихват бурильной колонны. По промысловым данным количество прихватов бурильной колонны ежегодно остается высоким. Только за период с 2005 по 2010 гг. в Среднем Приобье пробурено около 2700 скважин, из них 292 – с осложнениями, что составило 10,8% от общего числа пробуренных скважин. На долю прихватов приходится более 60% от общего числа осложнений, возникших при ведении буровых работ; при этом 40% скважин, в которых произошли прихваты, пришлось ликвидировать или перебуривать часть скважины. Затраты времени на их ликвидацию составляют до 47% от времени бурения.

1 АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СРЕДНЕГО ПРИОБЬЯ

В Западной Сибири преобладают горные породы невысокой прочности. Большинство разрезов скважины, особенно в Среднем Приобье, сложены текучими глинистыми породами. Такие породы при бурении буровыми промысловыми жидкостями на водной основе склонны к гидратации и набуханию, что в итоге приводит к её обваливанию и сужению стенки скважины, налипанию глины к элементам компоновки низа бурительной колонны (КНБК), что снижает скорость бурения и приводит к различным осложнениям и авариям.

Возникновение какого-либо вида осложнений или аварий зависит от многих причин, главным образом, от соответствия технологии бурения геологическим условиям, а также от исправности бурового оборудования [1].

При этом осложнения и аварии представляют собой физические процессы с определенными значениями параметров и их взаимодействием.

Характер возникновения осложнений в результате прихвата бурительной колонны: вызывается прилипанием бурительных труб или элементов КНБК к стенкам скважины, заклиниванием долот, возникновением сальников в скважине, обвалами и осыпаниями стенок скважины [1].

Прихват бурительной колонны - это непредвиденная потеря подвижности колонны труб вследствие: прилипания под действием перепада давления; заклинивания в желобах, в местах сужений; в результате обвала, осыпания горных пород со стенок скважины или оседания шлама за счет нарушения режима промывки, а также из-за образования сальника на бурительной колонне [2].

Любой прихват сопровождается затяжками бурительной колонны. Затяжка бурительной колонны - это кратковременная потеря подвижности бурительной колонны, которая сопровождается периодичным увеличением веса на крюке [3].

В настоящее время отсутствует единое мнение в отношении причин и классификации возникновения прихватов.

1.1 Анализ горно-геологических условий бурения скважин на месторождениях Среднего Приобья

Большинство месторождений в Среднем Приобье находится в последней стадии разработки. Во время бурения наклонных и горизонтальных скважин при вскрытии или прохождении пластов с пониженными пластовыми давлениями возникают осложнения, такие, как прихват бурительной колонны под действием перепада давления, сужение ствола скважины, шламообразование и др.

При анализе промысловых данных было установлено, что геологические условия бурения скважин являются первостепенным влияющими фактором возникновения осложнений и аварии.

При бурении скважин на месторождениях Среднего Приобья в основном осложнения происходят в следующих горно-геологических условиях:

Четвертичная система в районе исследования представлена сложным чередованием глин, суглинков, супесей, песков и гравия мощностью 64-80 м. Бурение данного интервала осложнено вымыванием (эрозией) стенок скважины, обрушением неустойчивых горных пород, слагающих этот интервал, которые впоследствии приводят к потере устойчивости стенок скважины или увеличению диаметра скважины. Данный интервал перекрывают направлением и при бурении интервала используют глинистый буровой раствор.

Кайнозойская группа (палеогеновая система) в изучаемом районе подразделяется на Талицкую, Люлинворскую, Атлымскую, Новомихайловскую, Туртаскую свиты. Палеогеновая система в основном состоит из мелкого песка и разуплотненных (текучих) глин. По проведенному анализу промысловых данных выявлены следующие причины осложнений, по которым данный интервал является высоко аварийным: большую часть интервала составляют текучие глины и водоносные горизонты, что при бурении приводит к набуханию глинистых пород и обвалу стенок скважины, изменению параметров промывочной жидкости и т.д. Такие причины приводят к заклиниванию, сужению ствола скважины и впоследствии к прихвату.

Меловая система подразделяется на Зареченский, Покурский и Дербышинский надгоризонт соответственно Берриас-аптского, Апт-альбсеноманского и Турон-датского возраста. Меловая система осложнена большим количеством перемеживающих продуктивных пластов с различными пластовыми давлениями. Бурение данного интервала осложняется подбором плотности бурового раствора, соответствующего геологическим условиям бурения. Интервал сложен Кашайскими глинами (текучими глинами), что способствует набуханию глин при фильтрации бурового раствора, сужению ствола и прихвату бурильной колонны под действием дифференциального давления.

Мезозойская группа (юрская система) характеризуется тем, что ее отложения несогласно залегают на породах Доюрского фундамента и относятся к Заводоуковскому и Даниловскому надгоризонтам, соответственно раннесреднеюрского и средне-позднеюрского возраста. По принятому фациальному районированию (Пурпейско-Васюганский район) на изучаемой территории в составе Даниловского надгоризонта выделяются Васюганская, Георгиевская и Баженовская свиты. Юрская система осложнена вскрытием продуктивного пласта (изменение параметров бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта, для сохранения естественных коллекторских свойств). При бурении юрской системы осложнения вызваны недостаточным выносом выбуренной породы из горизонтального участка, что впоследствии приводит к прихвату бурильной колонны вследствие сужения ствола скважины, эффекта Бойкотта, нарушения эксцентриситета бурильной колонны и др.

Из проведенного анализа геологических данных выделена группа прихватопасных интервалов бурения скважин и относится к следующим пластам: АВ₄₋₅, БВ₈₍₀₎, ПК, Ю₀.

1.2 Анализ современного состояния технических средств и технологий предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны

Прирост запасов нефтяных компаний осуществляется в основном за счёт сложнопостроенных месторождений. Продуктивные пласты таких месторождений характеризуются, как правило, низкими фильтрационно-емкостными свойствами, а строительство скважин связано с осложнениями, обусловленными потерей устойчивости стенок скважины и прихватами под действием дифференциального давления [4].

На основе анализа бурения скважин различного профиля на месторождениях Среднего Приобья за период с 2005 по 2010 гг., установлено, что большая часть пробуренных скважин приходится на бурение горизонтальных скважин, которое составляет 60% от общего объема пробуренных скважин (рис. 1).

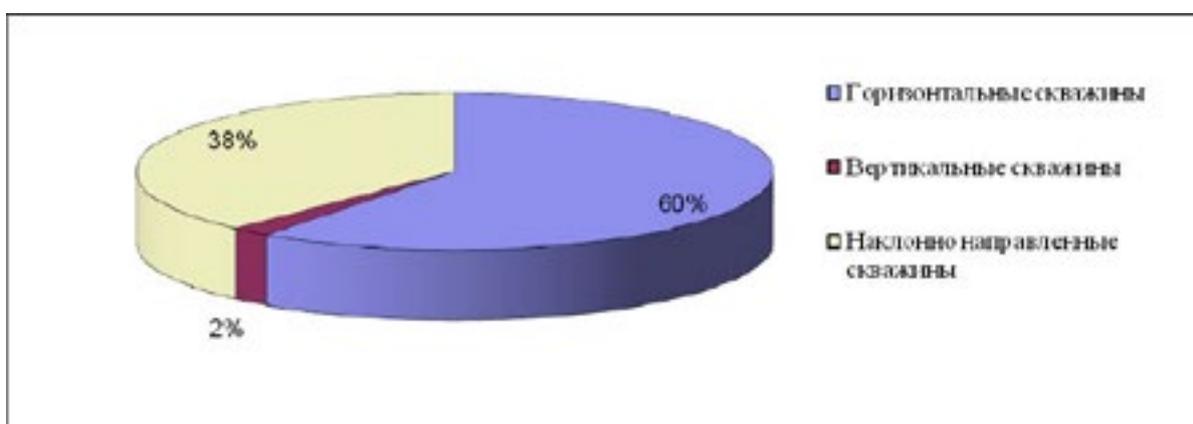


Рис. 1 - Распределение бурения скважин различного профиля в период за 2005 - 2010 гг.

По мнению [5], в ближайшие 10 – 20 лет бурение горизонтальных скважин будет занимать основной объем бурения скважин.

Из проведенного анализа промысловых данных по месторождениям Среднего Приобья, где возникали прихваты бурильной колонны за период с 2005 по 2010 гг., было установлено, что на долю прихватов при бурении горизонтальных скважинах приходится 67% (рис. 2).

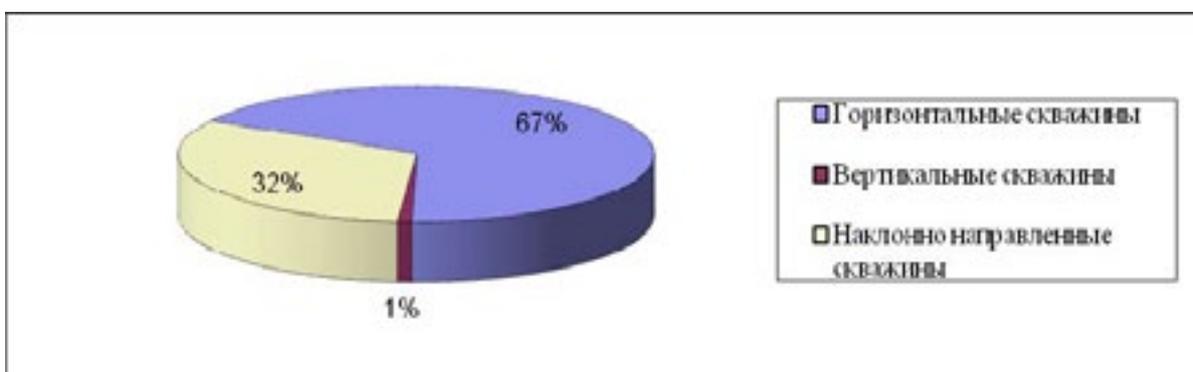


Рис. 2 - Распределение прихватов в скважинах различного профиля

Из анализа промысловых данных за период с 2005 по 2010 гг. выявлены динамика прихватов бурильной колонны, которые были ликвидированы методом установки цементного моста, и их изменение по каждому году (рис. 3).

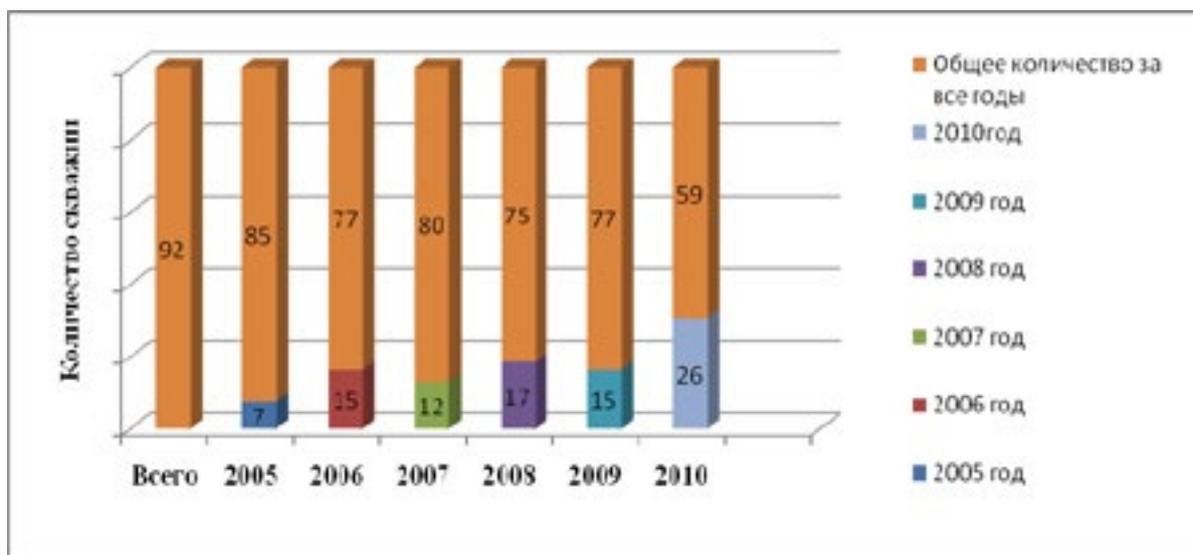


Рис. 3 - Динамика прихватов бурильной колонны, ликвидированных установкой цементного моста, за период 2005 - 2010 гг. на месторождениях Среднего Приобья

Из рис. 3 следует, что динамика прихватов не изменяется и данная проблема не решена. Это связано с тем, что потребность в углеродородном сырье растет, а это достигается в настоящий момент только лишь бурением горизонтальных скважин.

Из проведенного анализа условий возникновения и ликвидации прихватов бурильной колонны на месторождениях Среднего Приобья за период с 2005 по 2010 гг. установлено, что количество прихватов бурильной колонны составляет 60% от общего числа осложнений при бурении скважин (рис. 4), а затраты времени на их ликвидацию – от 42 до 47% от времени строительства скважины.

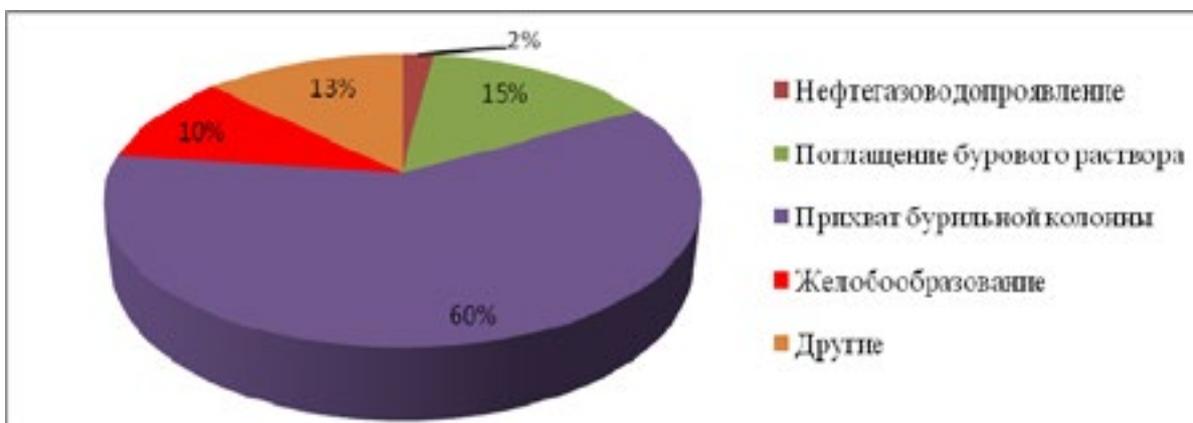


Рис. 4 – Диаграмма распределения осложнений и аварий при бурении скважин на месторождениях Среднего Приобья

Возникновение прихвата бурильной колонны зависит от многих причин: соответствия технологии бурения геологическим условиям, исправности бурового оборудования, параметра бурового раствора, состава КНБК и др.

Затраты, приходящиеся на ликвидацию 1-го прихвата, в среднем составляют 20 – 50 % от стоимости скважины, а в некоторых случаях стоимость ликвидации прихвата бурильной колонны в два раза превышает стоимость скважины.

Из проведенного анализа промысловых данных установлено, что большая часть прихватов бурильной колонны приходится на прихват под действием дифференциального давления, что составляет 28% (рис. 5).

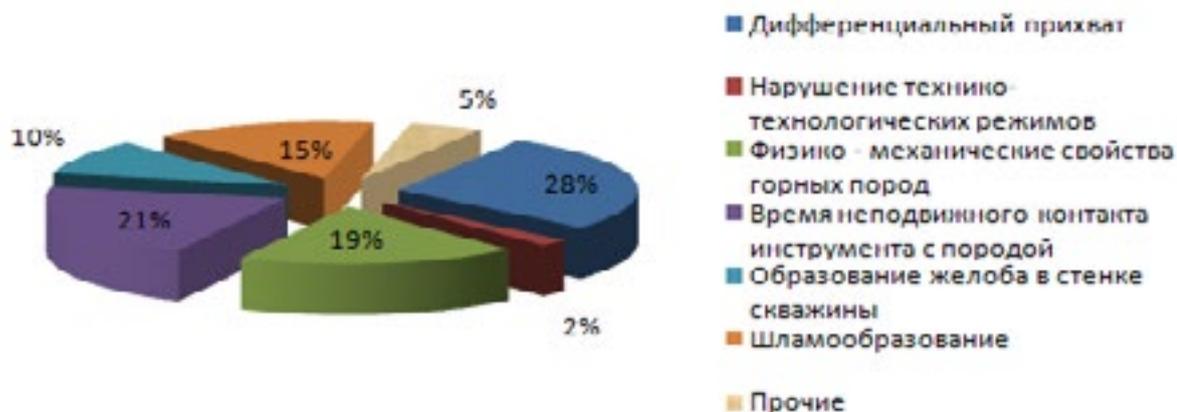


Рис. 5 – Диаграмма распределения причин прихватов бурильной колонны при бурении скважин на месторождениях Среднего Приобья

Большинство отечественных и зарубежных исследователей считает, что основная причина прихватов бурильной колонны в скважине заключается в действии перепада давления, устойчивости стенок скважины, адгезионных сил и заклинивании долота в нерасширенных и суженных участках скважин, а прихват бурильной колонны труб в скважинах с большими зенитными и азимутальными углами происходит вследствие скопления шлама при недостаточном качестве промывки.

Научными трудами Пустовойтенко И. П., Александрова М. М., Агабальянца Э. Г., Акбулатова Т. О., Алван К. А. Х., Бастрикова С. Н., Беккера Т. Е., Басарыгина Ю. М., Данелянца С. М., Дуркина В. В., Караушева А. В., Кашкарова Н. Г., Киселева П. В., Крецула В. В., Крылова В. И., Конесева Г. В., Ликушина А. М., Махоро В. А., Самооя А. К., Штамбурга В. Ф., Озара Дж. Дж., Окражина С., Адамса Н., Брауна М. и других исследователей внесен существенный вклад в решение вопросов предупреждения и ликвидации прихватов бурильной колонны.

По мнению Пустовойтенко И. П., основные причины прихвата бурильной колонны, в скважине следующие: длительное оставление бурильной колонны в скважине без движения; образование сальников; заклинивание долота

в нерасширенных или суженных интервалах скважины; заклинивание колонны бурильных труб в желобах; обвалы пород, вызванные геологическими условиями и техническими причинами (замедлением проходки, длительными простоями, малым удельным весом промывочной жидкости и т.д.) [6].

Ранее С. Ю. Жуховицкий высказывал мнение, что основной причиной прихвата является прилипание колонны труб к стенке скважины под действием адгезионных сил или налипания шлама выбуренной породы на бурильный инструмент [7].

В работах М. А. Галимова и А. К. Самогоя более подробно рассматривается действие перепада давления на трубу. Проведённые Э. А. Акоповым исследования, подтвердили, что прихваты в скважине возникают под действием перепада давления [7].

В. С. Федоровым и М. М. Александровым дано обоснование возникновения прихвата в непроницаемых породах под действием полного гидростатического давления на трубы, плотно прижатые к стенке скважины, в интервалах интенсивного искривления скважин, где возникают значительные прижимающие усилия [7]. Группой американских исследователей было установлено, что первостепенное влияние на прихватоопасность оказывают искривление оси скважины и высокая плотность бурового раствора [8].

По классификации [3] распространёнными причинами прихватов являются следующие: вследствие прилипания колонны труб к стенке скважины под действием перепада давления; заклинивания низа колонн при их движении в скважине; желобообразования; сальникообразования; нарушения устойчивого состояния пород; заклинивания колонн посторонними предметами; заклинивания породоразрушающего инструмента; нарушения режима промывки.

Установлено, что наиболее частая причина возникновения прихвата в Среднем Приобье – это действие дифференциального давления и шламообразование на горизонтальном участке скважины.

Прихваты в основном возникают вследствие нарушения устойчивости горных пород [4], которыми сложены стенки скважины. Ствол удерживается в открытом состоянии за счет поддержания равновесия между напряжениями в пласте и поровым давлением, с одной стороны, и давлением бурового раствора в скважине, с другой. Нарушение баланса может привести к возникновению осложнений или аварии в скважине [9, 40].

Прихваты у стенки скважины происходят при наличии в скважине проницаемых отложений (песчаников, известняков и т. п.), использовании в качестве промывочного агента глинистого раствора, под действием перепада давления (между гидростатическим и пластовым), при наличии прижимающей силы, обусловленной нормальной составляющей веса труб, расположенных в зоне проницаемых отложений. К возникновению данного вида прихвата приводят такие причины: бурение с высокой механической скоростью пород, содержащих большой процент набухающих глин; при низкой скорости восходящего потока буровой промывочной жидкости [10].

Данный прихват определяется по следующим признакам: КНБК неподвижна после того, как на какое-то время было прекращено её движение; при продолжающейся циркуляции промывочной жидкости КНБК невозможно повернуть или приподнять/опустить. Этот вид прихватов возникает в результате оставления колонны труб в неподвижном состоянии на определенное время, в течение которого поверхность труб соприкасается с фильтрационной коркой, постепенно уплотняющейся и принимающей на себя действие перепада давления. При возникновении этого вида прихватов циркуляция бурового раствора сохраняется [3, 9].

Прихваты в результате нарушения устойчивого состояния пород возникают в интервалах обвалообразования и осыпей, а также пластического течения пород, слагающих стенки скважин. Обвалы пород приурочены к отложениям многолетнемерзлых пород, глинистого комплекса и характеризуются внезапностью, особенно при бурении перемятых, сильнотрещиноватых и склонных к набуханию пород, а также тектонических нарушенных. В процессе бурения обвалы сопровождаются резким повышением давления при промывке, приводящим иногда к гидроразрыву пласта и поглощению, интенсивным затяжкам, недохождению долота до забоя. В некоторых случаях процесс обвалообразования является следствием поглощения промывочной жидкости со снижением уровня и противодействия в затрубном пространстве [3].

Основные причины обвалообразования и осыпей связаны с циклическими колебаниями гидродинамического давления в процессе проводки скважины, значительными величинами горизонтальной составляющей горного давления, несоответствием качества промывочной жидкости горно-геологическим условиям бурения скважин, длительным оставлением пробуренных интервалов без крепления обсадными колоннами. Проявления пластических течений пород обусловлены недостаточными противодействиями, гидратацией глинистых сланцев; ударом КНБК о стенку ствола скважины, несоответствием типа промывочной жидкости составу пород, а также влиянием процессов тепломассопереноса [11, 12].

Другой основной причиной возникновения прихвата буровой колонны являются изменения, происходящие в результате взаимодействия горных пород с буровым раствором. Этот механизм взаимодействия изучен достаточно полно и приведён в работах [13, 14].

Многие отечественные и зарубежные компании по предоставлению сервиса в области буровых растворов стали уделять большое внимание предупреждению и ликвидации осложнения при бурении скважин.

Эта проблема актуальна в следующих компаниях: MI-SWACO, BAKER HUGHES, HALLIBURTON, ЗапСибБурНИПИ, СибНИИИП, СургутНИПИнефть и многих других. Данные компании предлагают большой спектр буровых промывочных жидкостей и смазывающих добавок [15 - 32].

Большинство современных промывочных жидкостей, предназначенных для бурения в осложненных условиях, представляют собой композиции дорогостоящих химических реагентов узкоспецифического действия.

Все буровые системы работают с добавлением смазывающего компонента, представленные смазывающие добавки эффективно работают на уменьшение трения и налипания глины на бурильный инструмент, что также снижает вероятность возникновения прихвата.

На территории России в районах Среднего Приобья используют следующие буровые промывочные жидкости на водной основе для бурения скважин [15 - 32]: DRILPLEX, POLY-PLUS (MI-SWACO); KCl-polymer, BARADRIL-N, Boremax (Халлибуртон, Баройд); LC-LUBE, PERFORMAX (Бейкер Хьюз Дриллинг Флюидс); высокоингибированный буровой раствор; биокатионный буровой раствор.

Все полимерные растворы имеют водную основу, но разный химический состав. Система бурового раствора DRIL-PLEX в основном состоит из мелкодисперсных оксидов магния и алюминия. Данный вид раствора снижает силу трения и крутящий момент на роторе. Применяется для стабилизации неустойчивых пород и в районах с повышенными экологическими требованиями. Данный вид раствора в основном применяется с технологией бурения гибкими трубами. Термостабилен до 121 °С, обладает высокой способностью удерживать шлам и очищать ствол скважины, способностью кольматировать высокопроницаемые горизонты, высокой скоростью бурения [15].

При сравнении буровых растворов Poly-Plus и Boremax данные системы оказались идентичными: одинаковая основа, акриловый полимер с высокой молекулярной массой для инкапсуляции шлама и стабильности глинистых пород. Различие данных растворов друг от друга – это стоимость и рецептура. Они также схожи и в решении задач. Применяют данные растворы для бурения наклонно направленных скважин. Преимущество Poly-Plus и Boremax от DRIL-PLEX – они температуростабильны до 175 °С, предотвращают сальникообразование. Недостаток данной промывочной жидкости: ее нельзя применять при бурении горизонтальных скважин и при вскрытии продуктивных пластов. Сходство растворов состоит в стабилизации скважины и кольматации высокопроницаемых горизонтов [15].

Система бурового раствора BARADRIL-N с частицами карбоната кальция заданного размера. Отличие от всех вышеописанных растворов состоит в его использовании для бурения горизонтальных скважин, минимальном загрязнении продуктивного пласта и предотвращении сальникообразования. Преимущество данного раствора: не содержит твердой фазы; оказывает малое влияние на продуктивный пласт (низкий уровень фильтрации); растворим в кислотах. Недостаток данного раствора – низкая температура устойчивости [16].

Высоко ингибированный буровой раствор включает в себя бентонитовую глину, полианионовую целлюлозу, хлористый калий. Как и многие растворы, данный раствор стабилизирует стенки скважины. Преимущества раствора: способствует отсутствию желобов при бурении высоковязких глин; улучшенные крепящие, смазывающие и противоприхватные свойства. Исходя из этого, можно сделать выводы: данный раствор можно использовать для бурения высоковязких глин, склонных к набуханию. К недостаткам данного бурового раствора относятся низкая температура устойчивости, сложность в приготовлении, низкая скорость проходки и высокое сопротивление вращению ротора [19].

Биокатионный буровой раствор содержит катионную гамму и полимерную присадку (хлорид кальция и натрия) и биополимер ксантанового ряда. Схож по применению с буровым раствором BARADRIL-N, они оба применяются для бурения горизонтальных скважин, но биокатионный раствор имеет такие отличия, как высокие антифильтрационные свойства; снижает свойства прилипания буровой колонны (за счет увеличения смазывающих характеристик); недостатками промывочной жидкости являются загрязнение продуктивного пласта, низкая температура устойчивости [22].

KCl-полимерный буровой раствор – недиспергированный, ингибированный. Схож с биокатионным буровым раствором по химическому составу, в обоих растворах используется хлорид кальция и натрия. Он также обеспечивает устойчивость стенок скважины, применяется для бурения горизонтальных скважин. Преимущества: легко перевести из любой системы бурового раствора; один из дешевых буровых растворов. Недостатки: плохо воздействует на экологию (высокое содержание хлоридов); не сохраняет естественные фильтрационные свойства продуктивного пласта; нестабилен при температуре выше 121 °С; сложно перевести в другую систему бурового раствора [16].

Буровая промывочная жидкость PERFOR MAX применяется для бурения скважин в сложных геологических условиях. Преимущества данного раствора: состав раствора подбирается для конкретных геологических условий бурения; минимизирует налипание на буровую колонну бурового шлама и глины. Недостаток – низкая температура устойчивости [17].

Одним из наиболее значимых недостатков раствора на водной основе является его повышенная проникающая способность из-за высокой фильтрации промывочной жидкости в разбурываемые пласты. Из этого следует, что увеличивается вероятность возникновения осложнений. Преимущество всех растворов на водной основе является их более низкая цена. Данное требование в настоящее время является влияющим фактором при выборе буровой промывочной жидкости для бурения скважин, а в некоторых случаях – даже определяющим.

Все вышеописанные буровые промывочные жидкости на водной основе, применяемые для бурения скважин на месторождениях Среднего Приобья, не препятствуют возникновению прихвата буровой колонны и не в полной мере обеспечивают высокий уровень эффективности очистки скважины от выбуренного шлама, поэтому оптимизация буровой промывочной жидкости необходима и актуальна [33].

Практически все применяемые буровые промывочные жидкости на месторождениях Среднего Приобья при бурении скважин используются с добавлением в них противоприхватных смазывающих добавок, снижающих силу трения фильтрационных корок, что приводит к уменьшению затяжек и прихватов КНБК в скважине [34, 35].

Анализ смазочных добавок показал, что большинство смазывающих добавок – комплексного действия и лишь некоторые – узконаправленного.

Смазочная добавка Drill-Free – экологически чистая смазка: на основе модифицированных растительных масел. Данная смазка направлена на решение таких задач, как снижение вероятности сальникообразования; улучшение устойчивости стенок скважины; увеличение скорости проходки. Применяется для снижения коэффициента трения, вероятности возникновения дифференциального прихвата и приготовления специальных жидкостных ванн. Особенности данной смазки: снижает водоотдачу; улучшает качество и прочность фильтрационной корки; не вызывает пенообразования.

Ecolube – диспергируемая в воде смазочная добавка. Обладает слабыми ингибирующими и смазывающими способностями. По применению идентична Drill-Free, также является экологически безопасная и снижает вероятность возникновения дифференциального прихвата. Отличие данного раствора от Drill-Free состоит в том, что он понижает коэффициент трения всех типов буровых растворов на водной основе. Недостаток: увеличивает вязкость в пресных малообработанных буровых растворах на водной основе. Преимущество: термостабилен до 230 °С; снижает сальникообразование на элементах КНБК.

Смазывающая добавка Pipe-Lax W содержит различные компоненты для приготовления ванн на основе нефти и дизельного топлива. Данная смазка – узконаправленного действия. Применяется для установки ванн и освобождения буровой колонны от дифференциального прихвата. Отличием являются дегидратация, разрушение глинистой фильтрационной корки, создание каналов для прохода жидкости и уравнивания давления. Недостаток – требует методики приготовления.

Drill-Kleen – концентрированная смесь поверхностно активных веществ. Применяется для снижения поверхностного натяжения раствора на водной основе. Сходство с большинством смазывающих добавок состоит в увеличении скорости проходки и предотвращении сальникообразования. Отличием данной добавки считается ее способность снижать липкость выбуренных глинистых пород и подавлять гидратацию глин. Недостатки: может вызвать вспенивание раствора; эффективность реагента снижается при жесткости раствора 250 мг/л.

Atren FK-D содержит сырое таловое масло. Почти все смазывающие добавки обладают такими свойствами, как снижение коэффициента трения, налипания глины и выбуренного шлама на КНБК; предотвращение возникновения прихвата буровой колонны; экологическая безопасность. Отличием от всех вышеописанных добавок является её высокая гидрофобизирующая активность и снижение водоотдачи. Недостатком считается её использование только для пресных и минерализованных буровых растворов на водной основе.

В смазывающей добавке Биолуб-LVL в качестве смазочного компонента используется легкое таловое масло (ЛТМ). По применению схоже со всеми выше писанными смазывающими добавками. Особенность – повышение долговечности и износостойкости бурового оборудования.

Radiagreen EBL – жидкость на синтетической основе. Применяется для освобождения прихваченных колонн. Остальные характеристики такие же, как и у вышеописанных смазывающих добавок.

ENVIRO-SPOT – концентрированная смесь из эмульгаторов, смазывающих материалов и загустителей. По применению – такая же, как и Radiagreen EBL, отличие – предотвращение загущения бурового раствора при контакте с цементом во время цементирования, устойчива при температуре до 205 °С.

TORQ-TRIM II состоит из амидоксикислоты. Применяется в буровых растворах на водной основе. Отличие от всех вышеописанных добавок в том, что данная смазывающая добавка предотвращает возникновение затяжек бурильной колонны.

Смазывающие добавки вводятся в буровой раствор для уменьшения коэффициента трения корки, увеличения смазывающей способности раствора, снижения прихватоопасности. Проводится сравнительная оценка эффективности смазывающих добавок (таблица 1). Для этого находят снижение динамического коэффициента трения раствора при добавлении смазки и снижение коэффициента трения корки в процентах.

Исследования смазывающих добавок проведены по методике входного анализа реагентов для приготовления буровых растворов в соответствии с API 13A.

Исходя из проведенного анализа смазывающих добавок, установлено, что все смазывающие добавки направлены на комплексные действия, такие, как снижение трения, флокуляции глин, увеличение реологических свойств, которые могут улучшить вынос выбуренного шлама и снизить вероятность возникновения прихвата. Наиболее эффективное снижение коэффициента трения корки характерно для смазывающей добавки Radiagreen EBL, тогда как смазывающие добавки LUBRIOL и TORQ-TRIM II PLUS отстают в 2 и более раза.

По утверждению [36, 37, 38, 39] физико-химические факторы, влияющие на процесс адсорбции глинистых частиц на поверхности металла, схожи с факторами, влияющими на взаимодействие системы «металл – фильтрационная корка». Применение промывочных жидкостей и смазывающих добавок для предупреждения прихвата бурильной колонны будет малоэффективным без применения в КНБК технических средств для предупреждения прихвата и улучшения выноса шлама при бурении с горизонтального участка скважин.

При бурении наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием существенно возросли осложнения, связанные с прихватом бурильного инструмента; основные причины: затрудненный вынос шлама из горизонтального участка скважины, сопровождаемый ростом сил сопротивления движению инструмента в скважине, и асимметричная деформация скважины [40].

В настоящее время при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин на месторождениях Среднего Приобья применяют:

а) роторный, турбинный или совместный способ бурения – турбинно-роторный; б) трёхшарошечные долота и долота системы PDC; в) технические средства для предупреждения прихвата бурильной колонны.

Таблица 1

Показатель коэффициента трения для смазывающих добавок

Параметры	Показания				
	Контрольный раствор	0,3% LUBRIOL	0,3% TORQ-TRIM II PLUS	0,3% Radiagreen EBL	0,3% Atren FK-D
Пресный раствор					
<i>Реология</i>					
600	27	13	16	14	16
300	18	8	11	10	11
200	14	7	10	9	10
100	11	5	7	6	7
60	9	4	6	5	6
30	7	3	5	4	5
6	5	3	4	3	4
СНС, 10 с/10 мин	4/6	3/12	5/16	3/13	5/15
Показатель фильтрации, мл	26,0	20,5	20,5	20,5	11,0
Толщина фильтрационной корки, мм	0,5	0,5	0,5	0,5	0,2
Липкость глинистой корки, °	4°	3°15'	3°	2°15'	4°30'
Коэффициент трения корки, $K_{тр.корки}$	0,0699	0,0568	0,0524	0,0393	0,0787
<i>LUBRICITY TESTER OFITE</i>					
Показания по воде	34,4				
Поправочный коэффициент, $K_{попр}$	0,9884				
Показания прибора, П	53,4	10,9	10,5	9,6	9,6
Динамический коэффициент трения раствора, $K_{тр.дин}$	0,5278	0,1077	0,1038	0,0949	0,0927
Снижение коэффициентов трения					
Снижение динам. коэф., $\Delta K_{тр.дин}, \%$	-	79,59	80,33	82,02	83,0
Снижение коэф. трения корки, $\Delta K_{тр.корки}, \%$	-	18,74	25,04	43,78	14,4

Технические устройства для предупреждения прихвата бурильной колонны в последние годы занимают одну из первоначальных требований при выборе и расчетах компоновки бурильной колонны.

Из проведенного анализа промысловых данных и научных публикаций, а также патентного поиска технических устройств для предупреждения прихвата бурильной колонны [41 - 48] было установлено, что большинство технических устройств имеют узконаправленное действие, что и является их недостатком. Наиболее применяемыми техническими средствами предупреждения прихвата бурильной колонны на месторождениях Среднего Приобья являются винтовые УБТ, калибраторы, центраторы и т.д.

При использовании винтового УБТ создается турбулентный поток бурового раствора, который способствует лучшему выносу выбуренного шлама из нижней части скважины, а в случае прихвата снижается вероятность потери циркуляции бурового раствора в стволе скважины, так как проточка на УБТ используется в качестве перетока бурового раствора в месте прихвата [49].

Калибратор устанавливается в компоновки для снижения гидравлического сопротивления при бурении мягких пород, склонных к набуханию и образованию толстой глинистой корки, а также для калибрования ствола скважины по диаметру долота и уменьшения кривизны ствола скважины. Калибраторы со спиральными лопастями полностью перекрывают в плане сечение скважины и образуют непрерывный круговой контакт с ее стенкой, что позволяет удалять шлам из неустойчивых интервалов (предотвращая оползнеобразование стенки скважины) при циркуляции бурового раствора и предотвращать сужения стенки скважины [49].

Использование центраторов дает возможность решать проблемы проводки наклонных глубоких скважин путем сборки КНБК с необходимыми размерами в зависимости от стабилизации, увеличения или уменьшения зенитного угла со стабилизацией азимутного направления, что также позволяет снизить вероятность желобообразования и возникновения прихвата бурильной колонны.

Из анализа технических устройств было выделено, что для данной тенденции бурения скважин с использованием нового технического наземного оборудования (верхний привод) существует небольшое количество технических устройств для предупреждения прихвата бурильной колонны, которые могли бы эффективно применяться при бурении скважин на месторождениях Среднего Приобья.

Основные недостатки применяемых технических устройств состоят в том, что они в основном выбираются и устанавливаются в компоновке бурильных труб без учета расчетных данных по интервалам установки, где возникновение прихвата бурильной колонны высока, без учета свойств бурового раствора, а именно: реологических свойств; гидравлических свойств

течения бурового раствора в стволе скважины, что также является влияющим фактором при предупреждении прихвата бурильной колонны. Исходя из этого разработка и внедрение эффективных методов и технических средств предупреждения прихватов являются одной из актуальных проблем в настоящее время при бурении скважин.

Все разрабатываемые устройства должны соответствовать диаметрам скважин, а при пересечении осложненных прихватоопасных зон – легко и быстро включаться в состав компоновки бурильных труб. В связи с необходимостью дальнейшего технического перевооружения буровых организаций и оснащения их высокоэффективным оборудованием и аппаратурой механизмы для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны тоже должны разрабатываться и внедряться.

Составляющие элементы компоновки низа бурильной колонны должны выполнять такие функции, как калибрование и стабилизация ствола скважины; разрушать горную породу не только за счет механического воздействия, но и за счет гидравлических насадок долота; ориентирование и отклонение компоновки бурильной колонны при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин; предотвращать возникновения прихвата бурильной колонны за счет установленных в компоновку противоприхватных устройств (лопастное колесо для удаления бурового шлама, устройство для очистки скважин от шлама, калибраторы, яссы, осцилляторы, шламоуловители, кольмататоры и др.).

В основном прихваты бурильной колонны в наклонно направленных и горизонтальных скважинах возникают по причине желобообразования и недостаточного выноса выбуренного шлама, а это напрямую зависит от выбранной компоновки бурильной колонны. Несоответствие жесткости компоновки бурильной колонны при высокой интенсивности набора угла обязательно приведет к желобообразованию, а от несоответствующего расположения технических элементов КНБК образуются сальники, теряется жесткость компоновки и не выполняются заложенные гидравлические функции компоновки, вследствие чего происходит нарушение выноса шлама [50].

Рассмотрим противоприхватные роторно-турбинные компоновки бурильной колонны, применяемые для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин на Самотлорском месторождении (рис. 6).

Отличие между противоприхватными и стандартными компоновками состоит в установке дополнительного технического устройства, а именно калибратора, кольмататора, стабилизатора, осциллятора, вибраторов и др.

При расчете противоприхватных компоновок требуется устанавливать такие технические средства, которые не нарушали бы основные задачи компоновок, а именно набору интенсивности угла и уменьшению площади контакта бурильного инструмента со стенкой скважины, а также соответствовали прочностным характеристикам бурильного инструмента.

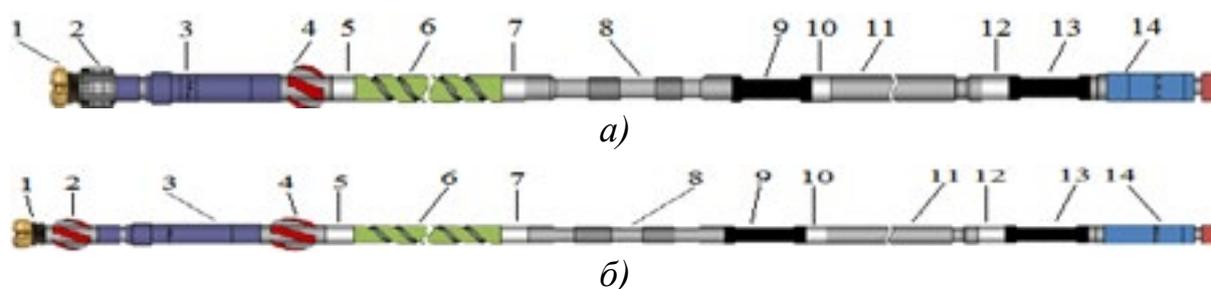


Рис. 6 – Роторно-турбинные противоприхватные компоновки:

а) противоприхватная компоновка с прямым калибратором:

- 1 - долото; 2 - прямой калибратор (КПФ); 3 - забойный двигатель с изменяющим углом перекоса; 4 - стабилизатор; 5 - обратный клапан; 6 - немагнитная УБТ (спиральная); 7 - немагнитный переводник под телесистему; 8 - гибкая немагнитная УБТ; 9 - бурильная труба; 10 - переводник; 11 – утяжеленная бурильная труба; 12 – переводник; 13 - бурильная труба; 14 – ясс;

б) противоприхватная компоновка со спиральным калибратором:

- 1 - долота; 2 - спиральный калибратор (КЛС); 3 - забойный двигатель с изменяющим углом перекоса; 4 - стабилизатор; 5 - обратный клапан; 6 - немагнитная УБТ (спиральная); 7 - немагнитный переводник под телесистему; 8 - гибкая немагнитная УБТ; 9 - бурильная труба; 10 - переводник; 11 – утяжеленная бурильная труба; 12 – переводник; 13 - бурильная труба; 14 – ясс.

Проектирование отклоняющих компоновок включает: выбор компоновки, расчет ее геометрических размеров и проверочный расчет. Компоновку выбирают в зависимости от геологического разреза, ожидаемых осложнений и состояния ствола скважины и требований точности искривления [51].

Для снижения вероятности возникновения прихвата бурильной колонны необходимо соблюдать следующие требования [52].

1. Компоновка должна иметь не менее двух центрирующих элементов, диаметр которых равен диаметру долота при роторном бурении, а при бурении забойным двигателем диаметр центриатора должен быть на 3 мм меньше номинального диаметра долота.

2. Длина компоновки должны быть оптимальной. В качестве критерия, определяющего оптимальную длину компоновки, принято равенство нулю силы, приложенной к долоту и направленной перпендикулярно к оси ствола скважины.

3. Оптимальная длина компоновки должна обеспечивать ее проходимость на участке выбора угла с интенсивностью искривления, соответствующей проектному профилю.

4. Экономичность применяемой КНБК.

Обзор промысловых данных выявил, что в условиях Среднего Приобья, состоящего из глиносодержащего геологического разреза и техногенноизмененных неоднородных пластов, технические средства (лопастное колесо для удаления бурового шлама, устройство для очистки скважин от шлама, калибраторы, яссы, осцилляторы, шламоуловители, кольмататоры и др.) для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны малоэффективны или не соответствуют современным технологиям бурения скважин.

1.3 Анализ свойств буровых промывочных жидкостей, влияющих на возникновение прихвата бурильной колонны

Большинство растворов направлены на решение таких задач: снижение трения, сохранение устойчивости стенок скважины, сохранность коллекторских свойств, снижение вероятности возникновения прихвата.

Проблема устойчивости глинистых пород постоянно возникает при бурении в сложных горно-геологических условиях, когда пласты залегают несогласно геологическому времени, перемяты и т.д., а также с увеличением глубины, когда резко возрастает горное давление [53].

Эта проблема решается на основе исследований физико-химических процессов взаимодействия глинистых пород с буровыми растворами, изучения их ионно-обменных реакций и влияния на ингибирующую способность растворов.

Дж. Л. Ламмус утверждает, что буровой раствор является наиболее важным переменным фактором, который необходимо учитывать при оптимизации бурения. Вторым по значению фактором является гидравлика промывки скважины [53].

Основные функции промывочной жидкости – это обеспечение высокой механической скорости проходки, сохранение в устойчивом состоянии стенки скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов.

Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми породами. Характер и интенсивность этого взаимодействия определяются природой и составом дисперсионной среды. По составу этой среды буровые растворы делятся на четыре типа [54]: растворы на водной основе, растворы на нефтяной основе, газообразные агенты и растворы на синтетической основе.

Полимерные недиспергирующие буровые растворы – водные растворы высокомолекулярных полимеров, структурированные малыми добавками бентонита или без него. Применения полимерных недиспергированных растворов – предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты – флокулянты селективного действия, флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы. Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров.

Биополимерные растворы применяют для увеличения вязкости и снижения потерь раствора.

При бурении в набухающих и неустойчивых глинистых сланцах используют полимерные недиспергирующие растворы, содержащие два (или более) акриловых полимера различной молекулярной массы, из которых один, обычно высокой $(10\div 15)\cdot 10^6$ молекулярной массы, выполняет функции флокулянта и ингибитора глин, другой, средней $(2\div 6)\cdot 10^5$ молекулярной массы (сайпан, М-14, метас, гипан, НР-5), обладает свойствами понизителя фильтрации и загустителя.

Ингибирующие растворы применяют для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор; для повышения устойчивости стенок скважины используют так называемые ингибирующие растворы, в состав которых входит неорганический электролит или полиэлектролит. Все высокощелочные системы ограничено термостойки, и чем выше коллоидальность разбуриваемых пород, тем ниже термостойкость раствора.

Раствор на нефтяной основе. В целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах применяют буровые растворы на нефтяной основе; они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов. Степень гидратации глин зависит от активности водной фазы в растворе, и косвенно оценивают по давлению водяных паров. Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

Буровые растворы на синтетической основе. Синтетические жидкости используются в качестве основы или дисперсионной среды инверсно-эмульсионных промывочных жидкостей. Синтетические промывочные жидкости не гидратируют глины и не вызывают их набухание. Недостатками синтетического раствора являются: затруднение обнаружения нефтегазоводопроявления при бурении скважины, загрязнение раствора нефтью более 50% делает его непригодным к применению. Синтетические буровые растворы используются при необходимости задержания жидкости и для сохранения стабильности жидкой среды в глубоких высокотемпературных скважинах, в которых могут возникнуть залипание и состояние нестабильности скважины.

Полимер-глинистый буровой раствор применяется в основном при бурении подсолевой толщи устойчивых пород при температуре до 250⁰С с целью предупреждения осложнений частичного сохранения физико-химических характеристик продуктивного пласта и может быть переведен в любой тип глинистого раствора на водной основе. Недостатком является загрязнение коллектора продуктивного пласта, образование плотных флоккул, что впоследствии приводит к образованию сальника.

Все вышеописанные буровые промывочные жидкости образуют на стенках скважины фильтрационную корку, фрикционные свойства которой во многом определяют уровень затрат энергии на преодоление трения при движении буровой колонны в скважине. Эффективным средством уменьшения силы трения инструмента о стенки скважины является применение растворов, обладающих высокой смазочной способностью в данных условиях. При изучении противоизносных и смазочных свойств буровой промывочной жидкости при введении в них различных добавок необходимо определять фрикционные свойства коронок, образуемых исследуемым раствором [55].

По утверждению Отманса Х.Д., во время бурения фильтрат бурового раствора проникает через фильтрационную корку, а колонна труб, соприкасающаяся во время движения с коркой, смазана пленкой воды, которая заполняет поры в глине. При неподвижном контакте труб с глинистой коркой фильтрат не поступает. Это вызывает отток воды из зоны контакта, и корка сжимается, что приводит к уменьшению угла охвата трубы глинистой коркой и, следовательно, площади их контакта. Таким образом, вследствие высокого коэффициента трения между частицами обезвоженной корки и поверхностью колонны труб постепенно возрастает сила страгивания, необходимая для освобождения колонны труб [56].

Глинистые сланцы – осадочная горная порода, образованная отложением и сжатием осадков за определенный геологический период времени. В зависимости от содержания воды глинистые сланцы могут быть плотной или мягкой (несцементированной) горной породой. При бурении нефтяных скважин встречаются два типа осадочных глинистых сланцев: несцементированные глинистые и плотные глинистые сланцы. Бурение обоих типов глин связано с осыпанием и кавернообразованием. Нестабильность скважины при бурении глинистых разрезов связывают с сыпучими глинами. Интенсивность осыпания сланцеватых глин связана с содержанием монтмориллонита (или содержанием активной глины) и возрастом пород.

Факторы, влияющие на сыпучесть сланцевых глин, можно легко разделить на три группы [57]: механические, гидратация глин и прочие.

К механическим факторам, которые влияют на сыпучесть глин, относится в основном эрозия, вызванная движением бурового раствора турбулентности и его вязкостью. Большинство гидравлических программ проектируют с целью обеспечения ламинарного потока в затрубном пространстве.

Другие механические факторы включают разрушение сланцеватых глин в результате ударов бурильной колонны и кавернообразование вследствие смещений глинистых разрезов. Последнее происходит потому, что при образовании ствола скважины нарушается напряженность системы, что вызывает динамические смещения в разрезе. Такие смещения ведут к разрушению пласта сланцеватых глин в зоне ствола скважины на мелкие разломы (фрагменты), которые осыпаются в ствол [57].

Гидратацию глин определяют несколько факторов. В практике количественно установлены нагрузка (сила) набухания глин и осмотическое набухание (гидрация). Сила гидратации глин ослабляет осмотическое набухание, а уплотненность породы (гидрация) связана с разницей минерализации бурового раствора и пластовой воды [53].

Бурение глинистых разрезов снижает сжимающую силу на забое скважины, в результате чего возникает набухание глин. Сила гидратации глин приблизительно равна напряженности в матрице [53].

Осмотическое набухание (адсорбция) возникает, когда минерализация пластовой воды выше, чем у бурового раствора. При использовании буровых растворов на водной основе поверхность глин представ-

ляет полупроницаемую мембрану, через которую и происходит осмотическая гидратация. При использовании буровых растворов на нефтяной или синтетической основе полупроницаемой мембраной является нефтяная или синтетическая пленка и слой эмульгатора вокруг капелек воды [53].

Адсорбция воды сланцеватыми глинами обычно ведет к диспергированию глин и набуханию. Диспергирование возникает, когда глины распадаются на маленькие кусочки и проникают в буровой раствор как твердая фаза [58].

Набухание происходит вследствие увеличения размера силикатных минералов, составляющих структуру глин, и если образовавшееся давление набухания увеличивает гидростатическое сжатие вокруг ствола скважины выше предельного напряжения сдвига глин, то возникает нарушение ствола. Нарушение устойчивости ствола скважины приводит к образованию каверн и осыпанию [53].

В аномальных или геологических сжатых (сдавленных) пластах содержание воды в породах значительно выше, чем в глинах с нормальным давлением. Пластичность глинистых сланцев зависит от давления вышерасположенных пластов. Таким образом, когда скважину бурят сквозь разрез с аномальным давлением, глины будут выдавливаться в ствол из-за разницы между пластовым (поровым) давлением и гидростатическим давлением бурового раствора. Отсюда следует, что если такое аномально высокое давление известно до бурения, то осыпание пластов может быть уменьшено [57].

Пластичные текучие горные породы – это легко деформируемые при напряжении породы, которые могут «затекать» в ствол скважины. При проходке данного типа пород долотом диаметр ствола скважины получается номинальный. Однако при депрессии, когда гидростатическое давление столба бурового раствора меньше гидростатического давления пласта, происходит «затекание» пластичных пород в ствол, что приводит к сужению диаметра скважины [59].

Образование глинистой корки. Глинистая корка образовывается в случаях ненадлежащего контроля фильтрационных свойств бурового раствора в проницаемой зоне. Образование толстой глинистой корки может быть также вызвано высоким содержанием твердой фазы с низкой плотностью, высоким дифференциальным давлением (повышенной плотностью бурового раствора) [59].

В [33] отмечается, что в зависимости от содержания воды в глине породы могут быть в твердом, пластическом или текучем состоянии. Глины характеризуются небольшими силами внутреннего сцепления. Прилипание зависит от разности адгезионных и когезионных сил. Если силы когезии малы, а силы адгезии значительны, то происходит прилипание материала к твердой поверхности, что в некоторых случаях вызывает дифференциальный прихват бурильного инструмента.

По мнению ряда исследователей [60, 60], одной из причин увеличения сил адгезии между глинистой породой (глинистой коркой) и металлом является отрицательное действие электрических явлений, наличие ЭДС на межфазной границе.

Процесс промывки скважины выполняет ряд важных функций: гидродинамические, гидростатические, физико-химические, функции коркообразования и др. Всю совокупность технологических свойств бурового раствора можно объединить в пять групп: реологические свойства; плотность; фильтрационные свойства; химическая активность по отношению к разрушаемой породе; противоизносные и смазочные свойства. На прихват бурильной колонны наиболее часто влияют два свойства промывочной жидкости: фильтрационные и смазывающие [62].

Под смазывающей способностью следует понимать способность среды создавать граничные слои жидкостей и поверхностные плёнки на взаимодействующих поверхностях твёрдых тел с низким сопротивлением сдвигу и высоким сопротивлением сжатию. Следовательно, смазочная способность среды определяется свойствами граничных слоёв и поверхностных плёнок в контакте взаимодействующих тел, в формировании которых она принимает активное участие [63].

В последние годы большое количество горизонтальных и наклонно направленных скважин бурится с высокими углами отклонения от вертикали и в сложных геологических условиях, что приводит к ухудшению очистки ствола скважины. Поэтому немаловажное значение в настоящее время уделяется очистке ствола скважины при бурении в интервалах интенсивного набора зенитного угла и неустойчивых горных пород. Как правило, направленное и горизонтальное бурение наиболее эффективно при высокой скорости проходки, при которой требуются высокие давления циркуляции для очистки скважины от шлама.

В работе [64] утверждалось, что растворы с большой водоотдачей образуют толстые пастообразные обводнённые слои со структурой, близкой к свойствам глинистых корок. При вдавливании трубы в такой слой под действием прижимающего усилия, возникающего в интервалах наклона и искривления скважин, создаётся значительная площадь контакта «сталь – горная порода», которая приводит к дифференциальному прихвату.

По мнению [53, 65], прихват при бурении возникает по причине увеличения объема фильтрата, проникающего при бурении в глинистые пласты, что приводит к обваливанию, набуханию и текучести глинистых пластов.

По мнению [66], во время фильтрации промывочной жидкости происходит перераспределение давления в окрестностях скважины, набухание, изменение прочности и липкости свойств горных пород, что приводит к нарушению устойчивости стенок скважины. При вскрытии пласта вследствие превышения гидростатического давления над пластовым происходит практически мгновенная фильтрация промывочной жидкости вместе с частицами твёрдой фазы в пласт. Поэтому контроль мгновенной фильтрации особенно важен при вскрытии продуктивных пластов, что может повлиять на последующее его освоение и дебит пробуренной скважины.

Компанией Halliburton (Varoid) были проведены лабораторные и полевые испытания по выявлению наиболее влияющих углов скважины на степень образования шлама (шламовой подушки). Результаты исследований представлены на рис. 7.

Анализ данного графика показал, что наиболее сложным углом для очистки скважины является угол от 44° до 56° (рис. 7, участок III).

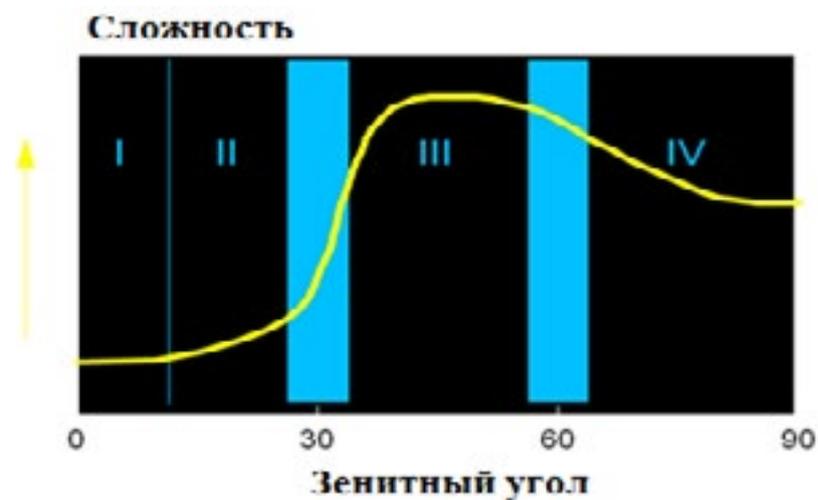


Рис. 7 – Графическое описание сложности очистки ствола скважины в зависимости от зенитного угла:

I – накопления шлама нет; II – тонкий слой шлама на стенке;
III – оползни, осаднения; IV – толстый слой шлама, малоподвижные дюны

Оптимальные значения параметров промывки при бурении скважин выбираются из условия создания гидромониторного эффекта на долоте, выноса выбуренного шлама и потери давления в узлах компоновки. В случае нарушенной или неверно рассчитанной программы по промывке могут возникнуть такие осложнения, как прихват бурильной колонны вследствие оседания выбуренного шлама на стенки скважины.

При бурении горизонтальных скважин все частицы шлама стремятся опуститься на нижнюю стенку скважины. Возможны два механизма транспортировки шлама [67]: при достаточной скорости потока турбулентные пульсации (вихри) подхватывают частицы шлама и переносят их в область высоких скоростей течения; если сила воздействия на частицу со стороны жидкости будет больше сил сопротивления движению частицы. Причина прихвата в основном зависит от расхода промывочной жидкости, которая в процессе бурения не должна приводить к поглощению промывочной жидкости, содержание выбуренной породы в восходящем потоке промывочной жидкости не должно быть более 3 – 5 %, если содержание шлама в растворе будет выше, то усиливается налипание частиц шлама на бурильную колонну и стенки скважины, что приводит к сужению скважины и прихватам.

Очевидно, что расход промывочной жидкости, необходимый для очистки забоя, должен выбираться с учётом этих факторов. Однако такая методика не разработана, отсутствует комплексный подход при расчёте расхода промывочной жидкости.

Вынос шлама можно увеличить следующими способами: изменяя реологические параметры бурового раствора, увеличивая подачу бурового раствора, вращение бурильного инструмента и установкой специального технического устройства.

При расчетах методов очистки ствола скважины нельзя оперировать только лишь скоростью потока или свойством бурового раствора (реологическими свойствами) или элементами бурильной компоновки. В отдельности они не могут увеличить степень очистки ствола скважины, так как для ее увеличения необходим комплексный подход. Для достижения качественной очистки скважин от выбуренного шлама требуется: рассчитать и подобрать соответствующий буровой раствор, технологию и режим промывки (скорость вращения бурильной колонны во время промывки скважины, скорость СПО при промывке, подачу при проведении промывки и проработки пробуренного интервала) и рассчитать гидравлику согласно применяемой компоновке для бурения скважины [68].

Иванников В. И. и Иванников И. В. [69] в 2005 году занимались исследованиями в области сальникообразования. Ими было предложено в состав элементов КНБК включать гидровибратор, создающий высокочастотные поперечные колебания низа бурового инструмента. Нарращивание производительности промывки скважины (если такая возможность имеется) практически ничего не даёт в условиях струйного течения. Эффективным средством против налипания выбуренной породы и образования сальника может быть возбуждение радиальных колебаний КНБК, например, с помощью шаровых гидровибраторов.

Из анализа свойств буровой промывочной жидкости было установлено, что в результате значительных величин коэффициента трения и удельной адгезионной силы горных пород, а также образования большой площади контакта их с колонной труб (в результате шламообразования) в скважине сила трения может быть достаточно высока и привести к прихвату.

Установлено, что реологические свойства и плотность наряду с влиянием их на противоизносные и смазочные свойства сред, значительно влияют на затраты энергии при циркуляции буровой промывочной жидкости. С повышением этих показателей растёт напряженность работы буровых насосов и, как следствие, снижает их долговечность, увеличивается расход потребляемой на бурение скважин энергии. Решение данной задачи требует не только оптимизации свойств промывочной жидкости, но и снижения затрачиваемой энергии на циркуляцию промывочной жидкости, не ухудшая режим очистки скважины от выбуренного шлама и предупреждение его оседания. Снижение затрачиваемой энергии можно получить только лишь уменьшением расхода промывочной жидкости, при этом необходимо устанавливать в КНБК дополнительные технические средства для улучшения очистки скважины, которые не снижают качество очистки скважин при низких расходах промывочной жидкости.

1.4 Анализ методов по предупреждению и ликвидации прихватов буровой колонны

Определение причины аварии при бурении, распознавание начала их возникновения обеспечивает возможность своевременного принятия таких мер, которые предупредят дальнейшее развитие аварии и позволят ликвидировать ее с самого начала.

Мероприятия по предупреждению прихвата буровой колонны, неукоснительно исполняемые, практически снимают проблему ремонта скважин, связанную с ликвидацией прихватов [9].

Первое правильное объяснение причин прихвата дал А. Н. Малышев в 1944г. Позднее им же на основе примеров из практики было показано, что прихваты можно ликвидировать снижением гидростатического давления.

Позже американскими исследователями К. Е. Хелмиком и А. Лонгли были проведены стендовые исследования по изучению влияния перепада давления на формирование фильтрационной корки при фильтрации буровой промывочной жидкости, на увеличение площади контакта труба – фильтрационная корка и силы прихвата, а также изучены методы предупреждения прихватов установкой нефтяных ванн, снижением гидростатического давления, добавкой ПАВ и уменьшением времени простоя. По их мнению, лучший способ ликвидации прихвата – установка нефтяной ванны, которая одновременно с уменьшением коэффициента трения выравнивает перепад давления между гидростатическим и пластовым давлением [53, 70].

Существует три вида возникновения прихвата [9]: прихват под действием перепада давления; заклинивание инструмента при его движении в скважине; прихват вследствие сужения ствола скважины при оседании шлама, утяжелителя, обвалах пород, сальникообразования.

Предотвращение прихвата вследствие перепада давления.

Сила, возникающая вследствие перепада давления

$$F = (P_{г} - P_{пл}) \cdot (h \cdot t) \cdot f, \quad (1)$$

где $P_{г}$ - гидростатическое давление бурового раствора, Па;

$P_{пл}$ - пластовое давление, Па;

ht - площадь контакта, м²;

h - мощность проницаемой зоны, м;

t - толщина глинистой корки, м;

f - коэффициент трения (использован для учета изменения величины площади контакта между стальной буровой трубой и глинистыми корками разного состава).

Анализ уравнения (1) показывает, что силу прихвата от перепада давления можно уменьшить следующим образом [9]:

1. Снизить перепад давления $P_r - P_{пл}$. Это означает, что бурение необходимо вести с минимальным превышением гидростатического давления над пластовым с учетом возможности пульсации и поршневого эффекта в скважине. Увеличение плотности бурового раствора можно контролировать путем ограничения механической скорости бурения, особенно для скважин большого диаметра, в которых образуется большое количество выбуренной породы, способствующее значительному росту плотности раствора, что повышает перепад давления $P_r - P_{пл}$.

2. Уменьшить площадь контакта, т. е. h и t . Так как мощность пористого пласта изменить нельзя, то площадь контакта можно уменьшить только за счет изменения толщины глинистой корки t . Это, в свою очередь, означает снижение содержания твердой фазы в буровом растворе до минимума и использование бурового раствора с низкой водоотдачей.

3. Так как площадь контакта и коэффициент трения с течением времени возрастают, то снижение времени нахождения бурильной колонны в неподвижном состоянии непосредственно способствует уменьшению возможности осложнения.

4. Снизить коэффициент трения при бурении пластов с потенциальной опасностью возникновения прихвата, используя нефть, синтетические добавки, ореховую шелуху и т.д.

Если, принятые выше меры по предупреждению прихвата бурильной колонны оказались бездейственными, и колонна оказалась прихваченной, то используют следующие известные методы для ее освобождения.

Наиболее распространенные следующие методы: уменьшение гидростатического давления; установка жидкостных ванн; развинчивание бурильного инструмента; ловильные работы при помощи испытателя пластов (для извлечения бурильного инструмента); ловильные работы в скважине. Если в состав бурильной колонны включен бурильный ясс, то его требуется использовать с целью создания дополнительного усилия для освобождения бурильных труб. Бурильный ясс эффективно используется только тогда, когда он находится выше зоны прихвата.

Установка жидкостных ванн из органических жидкостей. Органические жидкости обычно закачивают в зону прихвата для уменьшения толщины глинистой корки и коэффициента трения. Смесь поверхностно-активных веществ (ПАВ) и дизельного топлива – одна из широко применяемых жидкостей для установки ванн, обладающих способностью смачивать поверхность по окружности бурильной колонны и создающих тонкую пленку между бурильной колонной и глинистой

коркой [11, 12, 71]. Это позволяет снизить величину коэффициента трения и повысить эффективность освобождения труб от прихвата механическим путем, натяжением.

Применение ванн – наиболее распространенный и действенный метод ликвидации прихвата. Однако нередко он оказывается безрезультатным вследствие того, что при выборе метода ликвидации прихвата не учитывают вероятные причины его возникновения, не соблюдают технологическую необходимую последовательность производства работ.

Способы предупреждения прихвата бурильной колонны [72]:

- плотность бурового раствора должна быть минимально возможной;
- обеспечивать низкую скорость фильтрации;
- свести к минимуму содержание твердой фазы малой плотности;
- не оставлять бурильные трубы без движения;
- расширить участок скважины, диаметр которого меньше номинального;
- добавить соответствующие кольматирующие материалы;
- заменить буровой раствор на водной основе на раствор на углеводородной основе.

Если ни один из описанных выше методов не позволяет освободить инструмент, то последним решением является проведение работ по развинчиванию инструмента [11].

Операция по развинчиванию бурильного инструмента включает извлечение из ствола скважины свободной части бурильной колонны, т. е. отсоединение колонны бурильных труб на глубине прихвата или выше и извлечение свободной части бурильных труб. Оставшаяся в скважине часть колонны бурильных труб извлекается оборудованием для испытания пластов или ловильных инструментов с промывкой. В случае неудачи в скважине устанавливают цементный мост и забуривают второй ствол [11].

Взрыв для ликвидации прихвата осуществляется для: а) «встряхивания» инструмента; б) отвинчивания колонны; в) обрыва труб с целью освободить свободную часть колонны.

Если развинчивание бурильной колонны невозможно, то для развинчивания используют торпеду, её устанавливают у замка бурильной трубы, свободной от прихвата. К месту развинчивания прикладывают левый вращающий момент, слегка натягивают инструмент свыше веса развинчиваемой бурильной колонны и взрывают торпеду. После освобождения трубы резко уменьшится нагрузка на крюке. Ловильные работы в скважине проводят до полного извлечения оборудования из скважины.

Предотвращение осыпания. Проблема осыпания глин связана с адсорбцией воды из бурового раствора. Следовательно, изменяя тип или химический состав бурового раствора, можно решить проблему осыпания [9].

Буровые растворы на нефтяной и минеральной основе успешно применяются для снижения осыпания глин. Это обусловлено тем, что нефтяная и минеральная фаза создают мембрану на стенках, которая предотвращает контактирование воды со сланцевыми глинами [73].

Буровые растворы с добавками полимеров хлорида калия успешно применялись для предотвращения осыпания глин. Эти буровые растворы снижают набухание глин за счет замещения ионов натрия Na^+ (посредством катионного обмена) ионами калия K^+ , что ведет к хорошему сцеплению глинистых слоев. Диспергирование снижается вследствие обволакивания (образования капсул) разрушенных обломков глин полимером. К другим типам растворов, успешно снижающим осыпание, относятся известковый, гипсовый, силикатный, лигносульфонатный и полимерные буровые растворы, а также буровые промывочные жидкости с добавками ПАВ. В качестве основы приготовления противoadгезионных реагентов применяют буровые промывочные жидкости на синтетической или минеральной основе для образования граничного слоя в контакте «глинистая частица - металл», работа когезии которой минимальна [74, 75, 76, 77].

Другие меры способствуют сведению к минимуму времени, в течение которого открытый ствол со сланцеватыми глинистыми породами остается необсаженным. Необходимо избегать высоких скоростей циркуляции в затрубном пространстве для ограничения эрозии ствола и осыпания за счет механических действий.

В основном способ ликвидации прихвата бурильной колонны на многих буровых предприятиях выбирается по способу ранее ликвидированных прихватов бурильной колонны. Почти на всей территории Среднего Приобья, где ведутся буровые работы, отсутствуют методы по выявлению вида прихвата бурильной колонны и первоочередных действий по его ликвидации, что ведет к увеличению времени на выявление вида и причины прихвата бурильной колонны и впоследствии – к длительному принятию решения по ликвидации прихвата бурильной колонны.

Критерием оценки сравнительной эффективности способов принимается время, затраченное на ликвидацию прихвата, которое определяется с учетом проведения необходимых операций при производстве работ (расхаживание и определение зоны прихвата, подготовка агента ванны, его закачивание и продавливание, время воздействия или сборка ясса, отвинчивание и подъем свободной части колонны, спуск ясса, соединение с прихваченными трубами, промывка, работа яссом и т.д.).

Из анализа промысловых и научных теоретических данных методов ликвидации прихвата бурильной колонны на месторождениях Среднего Приобья было установлено, что отсутствуют экспресс-методы по определению вида прихвата бурильной колонны и первоочередных мер по его ликвидации.

Выводы по разделу

1. Установлено, что большая часть прихватов бурильной колонны приходится на горизонтальные скважины, основная причина прихватов заключается в действии перепада давления и гидростатического давления, адгезионных сил, а также вследствие скопления в скважине шлама в результате недостаточной промывки. В свою очередь, это связано с геологическими, технико-технологическими условиями, а также большими глубинами бурения скважин и углами отклонения от вертикали.

2. Одним из наиболее значимых недостатков промывочной жидкости на водной основе является ее повышенная проникающая способность, что ведет к набуханию глин и впоследствии – к сужению скважины и прихвату бурильной колонны. Установлено, что влияющими параметрами буровой промывочной жидкости на предупреждение прихвата бурильной колонны являются: фильтрационные и смазывающие свойства.

3. Обзор промысловых данных выявил, что в условиях Среднего Приобья, состоящего из глиносодержащего геологического разреза и техногенно-измененных неоднородных пластов, технические средства (лопастное колесо для удаления бурового шлама, устройство для очистки скважин от шлама, калибраторы, яссы, осцилляторы, шлагоуловители, кольмататоры и др.) для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны малоэффективны или не соответствуют современным технологиям бурения скважин. Исходя из этого, разработка и внедрение эффективных методов и технических средств предупреждения прихвата бурильной колонны является актуальным в настоящее время при бурении скважин.

4. При возникновении осложнений и аварий большинство буровых предприятий пользуются опытом ранее ликвидированных прихватов бурильной колонны. Данный подход к ликвидации прихвата бурильной колонны ведет к увеличению финансовых затрат, затрат времени на ликвидацию прихвата и т.д. Определение причины осложнений при бурении, распознавание начала их возникновения обеспечивают возможность своевременного принятия мер, позволяющих предупредить дальнейшее развитие осложнений или ликвидировать аварию в минимальные сроки.

5. В результате проведенного анализа научно-технических и промысловых данных было установлено, что совершенствование методов предупреждения возникновения прихвата бурильной колонны необходимо вести по нескольким направлениям, решая данную задачу в комплексе – оптимизируя фильтрационные и смазывающие свойства промывочной жидкости, совершенствуя гидродинамику промывки скважины, применяя устройства для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны и применяя методики для определения вида и ликвидации прихвата бурильной колонны.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ НАУЧНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

2.1 Разработка методики для определения границ прихватоопасных интервалов в скважине

Применения методов математической статистики заключается в прогнозировании вероятности прихвата бурильной колонны еще до начала бурения, что позволит сократить затраты и время на бурение скважины.

Эффективное управление сложным процессом бурения скважин возможно в том случае, когда его основные закономерности представлены в виде математических выражений. Для получения работоспособного математического описания процесса при неполной информации о его механизме наиболее целесообразен эмпирический подход [78, 79].

Применение методов математической статистики и теории вероятности на стадии проектировании процесса строительства скважин по результатам ранее пробуренных скважин с осложнениями позволит установить границы прихватоопасных интервалов. Основные преимущества применяемых статистических методов прогнозирования – объективность получаемой информации, высокая точность, а также возможность автоматизации процесса прогнозирования. Однако эти методы требуют четко сформулированной математической модели поведения прогнозируемого объекта [78].

Статистическое прогнозирование включает следующие этапы:

- 1) сбор и подготовку данных о прогнозируемом процессе;
- 2) конструирование модели прогноза;
- 3) собственно прогноз, т.е. определение по модели прогнозного значения показателя и его доверительных границ;
- 4) анализ точности прогнозирования.

Один из важных этапов процесса статистического прогнозирования – выбор и обоснование математической модели прогнозируемого процесса. Статистические модели по сравнению с аналитическими более точны и подробны, не требуют грубых допущений, позволяют учесть большое число факторов. Самые распространенные и наиболее разработанные среди всей совокупности методов прогнозирования в статистике является метод экстраполяционного прогнозирования [78].

Для расчетов по теории вероятности и математической статистики были рассмотрены акты расследований ликвидации осложнений, связанных с прихватом бурильной колонны; в расчётах вероятности применяли 35 скважин Среднего Приобья (Самотлорского месторождения), были получены данные по прихватам бурильной колонны и выделены прихватоопасные интервалы бурения. Для выявления прихватоопасных интервалов необходимо подобрать наиболее подходящие методы математической статистики и теории вероятности. Нами использовались следующие методы расчетов [78 - 82]:

1) Метод сплайн-интерполяции. Используется для численного анализа при определении параметров зависимости «глубина – количество прихватов». Построив интерполяционный сплайн, интерполяционный процесс сходится, отсюда следует, что есть возможность применения интерполяции с наперед заданной точностью [78].

2) Метод кубической сплайн-интерполяции. Используется при заданных граничных условиях в распределении точек, которые впоследствии должны выполнять определенные граничные условия. При этом заданные точки должны проходить через полином [79].

3) Аппроксимация методом наименьших квадратов. Позволяет вычислить промежуточные значения величин по имеющимся дискретным наборам известных значений [82].

При аппроксимации методом наименьших квадратов аппроксимируемая функция f задается набором N точек (x_i, y_i) . Аппроксимирующая функция g строится как линейная комбинация базисных функций F_j (число функций M обычно меньше числа точек N):

$$g = \sum_{j=0}^{m-1} c_j F_j(x) \quad (2)$$

При этом коэффициенты c_j выбираются таким образом, чтобы минимизировать сумму квадратов отклонений аппроксимирующей функции от заданных значений. Базисные функции могут входить в функцию g нелинейно, а оценочная функция F может быть заменена максимумом отклонения или любой другой функцией оценки. Однако именно такой способ аппроксимации с такой оценочной функцией позволяет нам найти наилучшие c_j за конечное число операций, сведя задачу к решению системы линейных уравнений.

4) Интерполяционный полином Лагранжа. Применяется для определения функции по заданным точкам. Используется для расчетов интерполяционного полинома Лагранжа, вычисляет координаты последующих точек [79, 80].

Этот полином имеет следующий вид:

$$L_n(x) = \sum_{i=0}^n P_i(x) y_i \quad (3)$$

где $P_i(x)$ - полином, y_i - заданы значения.

$$P_i(x_j) = \delta_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{если } j = i, \\ 0, & \text{если } j \neq i. \end{cases} \quad (4)$$

где δ_{ij} - символ Кронекера.

Степень построенного полинома $L_n(x)$ не выше n и в силу условия (4) получаем

$$L_n(x) = \sum_{i=0}^n P_i(x_j) y_i = P_j(x_j) y_j = y_j \quad (j=0, 1, 2, \dots, n)$$

Причем

$$P_i(x) = \frac{(x-x_0)(x-x_1)\dots(x-x_{i-1})(x-x_{i+1})\dots(x-x_n)}{(x_1-x_0)(x_2-x_0)\dots(x_2-x_{i-1})(x_2-x_{i+1})\dots(x_2-x_n)}$$

Подставив значение $P_i(x)$ в формулу (3), получим

$$L_n(x) = \sum_{i=0}^n y_i \frac{(x-x_0)(x-x_1)\dots(x-x_{i-1})(x-x_{i+1})\dots(x-x_n)}{(x_1-x_0)(x_2-x_0)\dots(x_2-x_{i-1})(x_2-x_{i+1})\dots(x_2-x_n)} \quad (5)$$

Это и есть интерполяционная формула Лагранжа.

Формуле (5) Лагранжа можно придать более сжатый вид. Для этого, введя обозначение $\Pi_{n,i}(x) = (x-x_0)(x-x_1)\dots(x-x_n)$, получим

$$L_n(x) = \Pi_{n,i}(x) \sum_{i=0}^n \frac{y_i}{\Pi_{n,i}(x_i)(x-x_i)}$$

5) Полином Ньютона используется в расчетах, т.к. интерполяционный полином в форме Лагранжа не удобен для вычислений тем, что при увеличении числа узлов интерполяции приходится перестраивать весь полином заново [79, 80].

Полином Ньютона представлен в следующем виде:

$$P_n(x) = P_0(x) + \sum_{i=1}^n (P_i(x) - P_{i-1}(x)), \quad (6)$$

где $P_i(x)$ - полином Лагранжа степени $i \leq n$. Этот полином имеет степень i и обращается в нуль при $x = x_0, x = x_1, \dots, x = x_{i-1}$. Поэтому представим его в виде: $Q_i(x) = A_i(x-x_0)\dots(x-x_{i-1})$, где A_i - коэффициент при x_i . Так как x_i не входит в $P_{i-1}(x)$, то A_i совпадает с коэффициентом при x_i в полиноме $P_i(x)$.

Таким образом, из определения $P_i(x)$ получаем $A_i = \sum_{k=0}^i \frac{f(x_k)}{\omega_{k,i}}$, где

$\omega_{k,i} = (x_k - x_0)\dots(x_k - x_{k-1})(x_k - x_{k+1})\dots(x_k - x_i)$. Перепишем формулу в виде

$P_n(x) = A_0 + A_1(x-x_0) + \dots + A_n(x-x_0)\dots(x-x_{n-1})$. Рекуррентно выражая $P_i(x)$, получаем окончательную формулу (6) для полинома:

$$P_n(x) = P_{n-1} + A_n(x-x_0)\dots(x-x_{n-1})$$

6) Метод Монте-Карло. Это численный метод решения математических задач. Данный метод позволяет вычислить характеристику распределений случайных величин [81].

Сущность метода Монте-Карло состоит в следующем: требуется найти значение на некоторой изучаемой величине. Для этого выбирают такую случайную величину x , математическое ожидание которой равно A :

$$M(x) = A. \quad (7)$$

При расчётах производят N испытаний, в результате которых получают N возможных значений x , вычисляют их среднее арифметическое и принимают его в качестве оценки (приближенного значения) A' искомого числа A .

Как правило, составляется программа для осуществления одного случайного испытания. Погрешность вычислений пропорциональна $\frac{D}{\sqrt{N}}$, где D – некоторая постоянная.

Применяя данный метод математической статистики, получить высокую точность невозможно. Это один из недостатков метода. Во многих задачах удастся значительно увеличить точность, выбрав способ расчета, которому соответствует значительно меньшее D .

Расчетная часть поделена на две части. В первой части проводится расчет для наклонно направленного профиля, во второй – проводятся расчеты для горизонтального профиля.

Расчёты для наклонно направленных скважин.

1. Метод Монте-Карло.

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 2, показывающей глубину прихватов бурильной колонны, ликвидированных методом установки цементного моста, на месторождениях Среднего Приобья за 2005 - 2008 гг.

Количество испытаний скважин небольшое, будем рассматривать случай, когда функция распределена по нормальному закону, и ее плотность выражается формулой

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-M)^2}{2\sigma^2}} \quad (8)$$

Оценим математическое ожидание и среднее квадратичное отклонение. Математическое ожидание находится по следующей формуле:

$$M(x) = \sum_{i=1}^n p_i x_i \quad (9)$$

Таблица 2

Исходные данные для расчетов интервалов прихватов бурильной колонны в наклонно направленных скважинах

Год	Месторождение	№ скважины	Глубина прихвата, м	Вариационные ряды		
				Глубина, м	ni кол-во прихватов	P = ni/n
2005	Самотлорское	148	2391	264	1	0,125
	Самотлорское	516	1330	998	1	0,125
2006	Самотлорское	180	2790	1330	1	0,125
	Самотлорское	5 «В»	264	1619	1	0,125
	Самотлорское	355	998	1783	1	0,125
	Самотлорское	350	1783	2391	1	0,125
2007	Самотлорское	385	1619	2790	1	0,125
	Самотлорское	352	2912	2912	1	0,125
				сумма, n=	8	1

Среднее квадратичное отклонение находится через дисперсию

$$\sigma_x = \sqrt{D(x)} \quad (10)$$

Найдем дисперсию по следующей формуле:

$$D(x) = \sum_{i=1}^n p_i (x_i - M)^2 \quad (11)$$

Т.о. дисперсия равна $D(X) = 726266,1094$, а $\sigma_x = \sqrt{726266,1094} \approx 852,212$.

Итоги расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты расчетов дисперсии

Глубина, м	ni	P=ni/n	P*X	P*(X-M)^2
2391	1	0,125	298,875	49632,18945
1330	1	0,125	166,25	23206,6582
2790	1	0,125	348,75	132387,2832
264	1	0,125	33	280079,3457
998	1	0,125	124,75	72747,2832
1783	1	0,125	222,875	61,18945313
1619	1	0,125	202,375	2516,064453
2912	1	0,125	364	165636,0957
сумма, n=	8	M=	1760,875	726266,1094

Подставим найденные значения в формулу (8), получим, что плотность распределения имеет вид

$$f(x) = \frac{1}{852,212\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-1760,875)^2}{2(852,212)^2}}$$

Для вычисления последовательности возможных значений x_i применяем метод Монте-Карло. Для того чтобы рассчитать возможное значение x_i непрерывной случайной величины x , зная её плотность вероятности $f(x)$, выбираем случайное число r_i и решаем относительно x_i уравнение

$$\int_{-\infty}^{x_i} f(x) dx = r_i \quad (11.1)$$

Случайные числа возьмем из таблицы 3. Тогда, решая уравнение, получим следующую функцию:

$$f(x) = \frac{1}{852,212\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-1760,875)^2}{2(852,212)^2}} \int_{-\infty}^x \frac{1}{852,212\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-1760,875)^2}{2(852,212)^2}} dx$$

В таблице 4 представлены результаты расчетов случайных величин. На основании полученных данных построим график (рис. 8).

Результаты расчётов вероятности прихвата бурильной колонны, рассчитанные по методу Монте - Карло

Вероятность прихват (r_i)	Глубина прихвата (x_i)
0,32	1362
0,17	948
0,90	2853
0,05	359
0,97	3364
0,69	2183
0,23	1131
0,46	1675
0,14	840
0,06	436

Из графика (рис. 8) следует, что вероятность возникновения прихвата бурильной колонны растет с увеличением глубины. Это связано с отходом оси скважины от вертикали, ухудшением выноса выбуренной породы, что в итоге приводит к росту вероятности возникновения прихвата бурильной колонны. Недостатком данного метода является малофакторность при расчетах, которые влияют на точность расчетов.

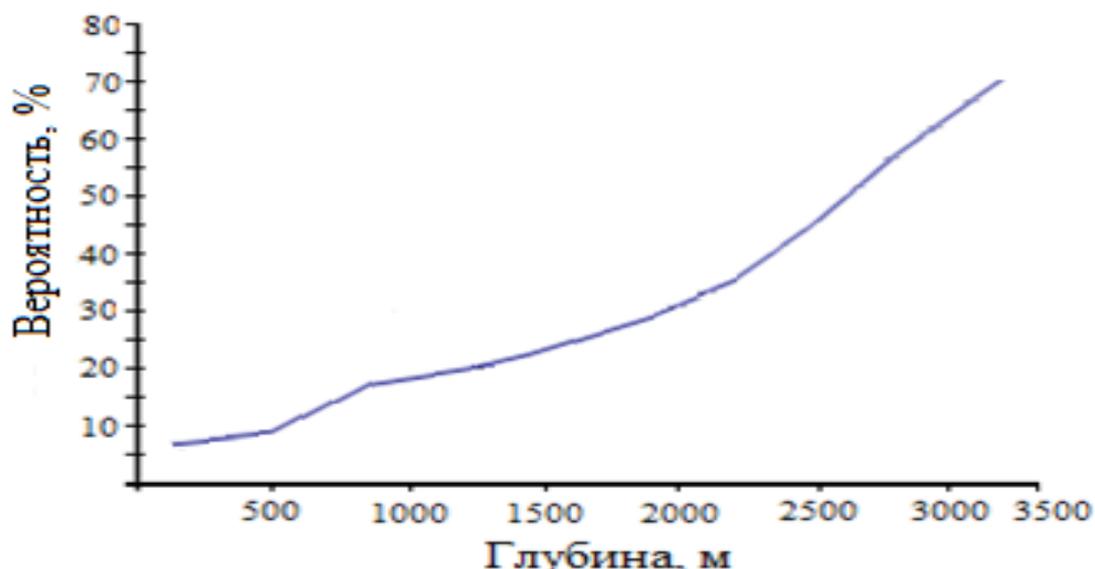


Рис. 8 – График вероятности возникновения прихвата бурильной колонны

2. Метод кубической сплайн-интерполяции.

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 5.

Глубина скважины – 3100 м. Разделим данную глубину на 6 интервалов и подсчитаем количество точек, попавших в интервал (таблица 6), далее подсчитаем вероятность попадания в интервал; для этого количество точек, попавших в интервал, разделим на общее количество точек (таблица 6).

Таблица 5

Исходные данные для расчетов интервалов прихватов бурильной колонны в наклонно направленных скважинах

Год	Месторождение	№ скважины	Глубина прихвата, м
2005	Самотлорское	77213 «У»	1973
2006	Самотлорское	75134	1184
	Самотлорское	40420	2367
	Самотлорское	77066 «У»	3061
2007	Самотлорское	832 «Е»	941
	Самотлорское	51001	1015
2008	Самотлорское	50728	2213
	Самотлорское	40590	2138
	Самотлорское	40589	2658
	Самотлорское	665	2638

Таблица 6

Результаты расчетов вероятности их попадания

Интервал	Количество точек, m	Вероятность, m/n	Расчетный интервал
0-517	0	0	258,5
517-1034	2	0,2	775,5
1034-1551	1	0,1	1292,5
1551-2068	1	0,1	1809,5
2068-2585	3	0,3	2326,5
2585-3100	3	0,3	843,5
	Сумма, n=10	Сумма = 1	

Для построения графика (рис. 9) находим точки, для координаты x выберем середину каждого интервала.

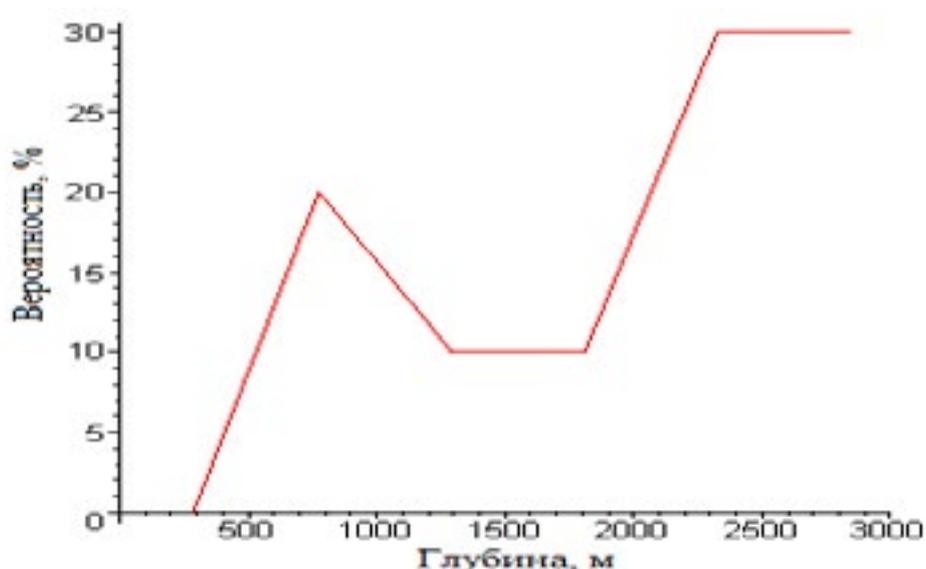


Рис. 9 – График вероятности возникновения прихвата бурильной колонны

На основании графика можно предположить, что функция может иметь как четные, так и нечетные степени. Построим графики по найденным данным различными методами:

1) Найденная функция имеет вид

$$f = -0,3850563434 x^5 + 0,56773636 x^4 + 0,720406895 x^3 - 0,2292626310 x^2 + 0,00216992 x - 0,449708602 .$$

2) Нормализуем ее, домножив на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3100 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3100} af(x) dx$$

$$a = 0.002204037804$$

3) Построим график нормализованной кривой (рис. 10), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

График вероятности прихватов (рис. 10), рассчитанный по полиномиальной аппроксимации функции $f = -0,3850563434 x^5 + 0,5677363 x^4 + 0,720406895 x^3 - 0,22926263 x^2 + 0,002169920 x - 0,449708602$, показывает на невыполнение условия пересечения точек полиномом, то есть данный метод не подходит для выявления интервалов прихвата буровой колонны или данные будут показаны неточно.

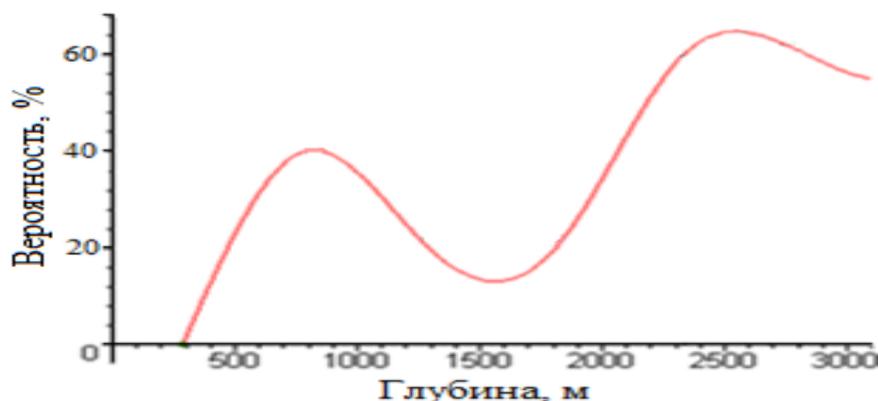


Рис. 10 – График вероятности возникновения прихватов буровой колонны, рассчитанный методом полиномиальной аппроксимации (метод кубический сплайн)

3. Аппроксимация методом наименьших квадратов (полином пятой степени):

1) Найденная функция имеет вид

$$f = -0,385056374538x^5 + 0,567736584x^4 + 0,720406837x^3 - 0,229262628056x^2 + 0,002169920x - 0,449708597 .$$

2) Нормализуем ее, домножив на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3000 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3100} af(x) dx$$

$$a = 0.002204037821$$

3) Построим график нормализованной кривой (рис. 11), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

Представленный график (рис. 11) вероятности прихватов рассчитан по аппроксимации методом наименьших квадратов пятой степени:

$f = -0,385056374538x^5 + 0,567736584x^4 + 0,720406837x^3 - 0,229262628056x^2 + 0,002169920x - 0,449708597$. Построенный график нам подходит, но при расчетах будут выявляться погрешности.

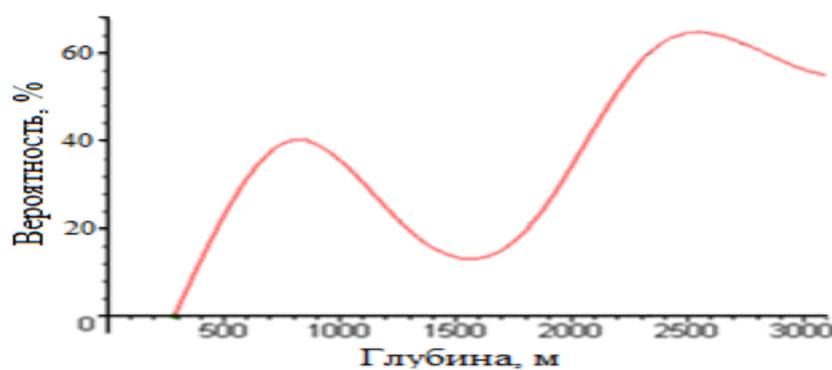


Рис. 11 – График вероятности возникновения прихватов буровой колонны, рассчитанный методом наименьших квадратов пятой степени

Итак, методы аппроксимации для этого месторождения дают неудовлетворительные результаты, применяем методы интерполяции.

4. Сплайн-интерполяция (полином 5 степени):

1) Найденная функция имеет вид следующей функции:

$$f := \begin{cases} -0.3102354664 + 0.001344139868x - 0.9256970348 \cdot 10^{-6} x^2 + 0.138750382 \cdot 10^{-9} x^3 - 0.2429954150 \cdot 10^{-12} x^4 + 0.1702244589 \cdot 10^{-15} x^5, & x < 775.5 \\ -0.1880303087 + 0.0005562278128x + 0.1106313432 \cdot 10^{-5} x^2 - 0.2481508125 \cdot 10^{-8} x^3 + 0.1446404010 \cdot 10^{-11} x^4 - 0.2654684941 \cdot 10^{-15} x^5, & x < 1292.5 \\ -0.654338357 + 0.002360127294 x - 0.1685020193 \cdot 10^{-5} x^2 - 0.321869046 \cdot 10^{-9} x^3 + 0.6109536845 \cdot 10^{-12} x^4 - 0.1361918380 \cdot 10^{-15} x^5, & x < 1809.5 \\ -0.59291036 + 0.03258552639 x - 0.00003509247984 x^2 + 0.1814039107 \cdot 10^{-7} x^3 - 0.4490527420 \cdot 10^{-11} x^4 + 0.4276634927 \cdot 10^{-15} x^5, & x < 2326.5 \\ +0.32419540 - 0.05750066856 x + 0.00004235105789 x^2 - 0.1514718158 \cdot 10^{-7} x^3 + 0.2663474870 \cdot 10^{-11} x^4 - 0.1873377788 \cdot 10^{-15} x^5, & otherwise \end{cases}$$

2) Нормализуем ее - домножим на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3100 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3100} af(x) dx$$

$$a = 0.002076188838$$

Построим график нормализованной кривой (рис. 12), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

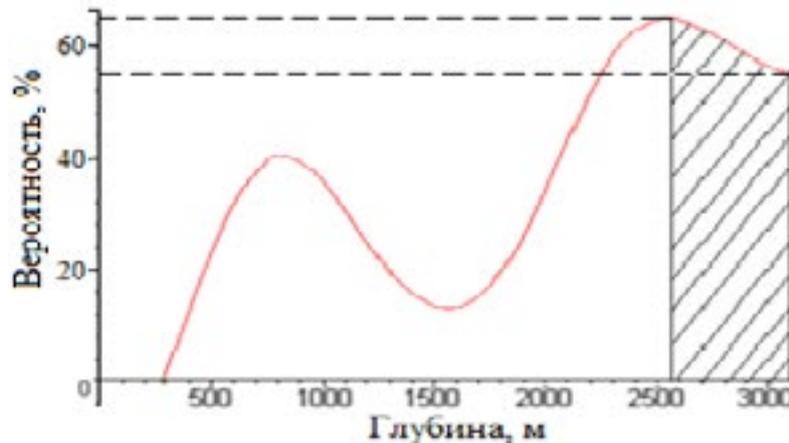


Рис. 12 – График вероятности возникновения прихвата буровой колонны, рассчитанный методом сплайн-интерполяции (полином 5 степени)

Из графика (рис. 12) следует, что полином пересекает все точки аппроксимации, условие пересечения точек выполняется, данный метод описания можно применить для выявления прихватоопасных интервалов. Характеризуя график (рис. 12) в интервале 2580 – 3100м (вероятность прихвата 65-58%), заметно снижение вероятности прихвата КНБК, так как данный интервал является участком наибольшего азимутального угла, в связи, с чем происходит накопление шлама в скважине, который приводит к сужению стенки скважины и возникновению прихвата буровой колонны. Для проверки функций воспользуемся двумя методами интерполяции: полином Лагранжа и Ньютона.

5. Интерполяционный полином Лагранжа:

1) Найденная функция имеет вид:

$$f := 0.2380457880 \cdot 10^{-15} (x - 285.5) (x - 1292.5) (x - 1809.5) (x - 2326.5) (x - 2843.5) - 0.2316632297 \cdot 10^{-15} (x - 285.5) (x - 775.5) (x - 1809.5) (x - 2326.5) (x - 2843.5) + 0.2296110948 \cdot 10^{-15} (x - 285.5) (x - 775.5) (x - 1292.5) (x - 2326.5) (x - 2843.5) - 0.3428979014 \cdot 10^{-15} (x - 285.5) (x - 775.5) (x - 1292.5) (x - 1809.5) (x - 2843.5) + 0.6839861385 \cdot 10^{-16} (x - 285.5) (x - 775.5) (x - 1292.5) (x - 1809.5) (x - 2326.5)$$

2) Нормализуем ее - домножим на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3100 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3100} af(x) dx$$

$$a = 0.002204037831$$

Построим график нормализованной кривой (рис. 13), координаты точек также пересчитываем, умножив значение ординаты на коэффициент a .

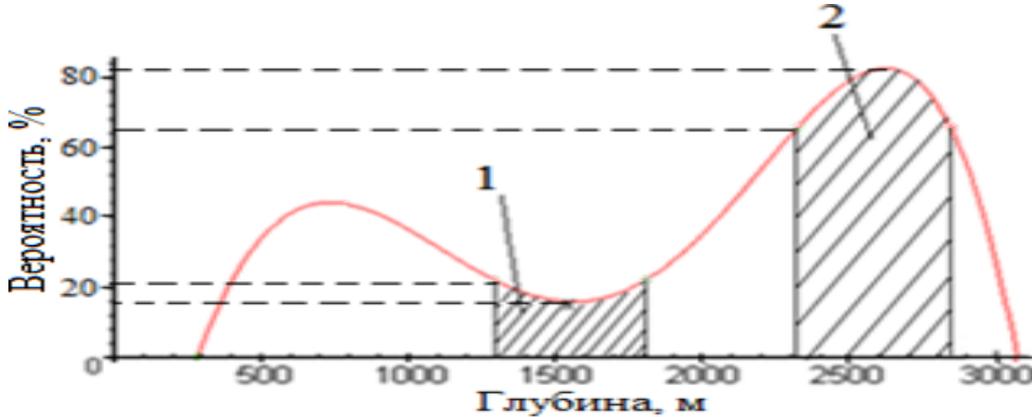


Рисунок 13 – График вероятности возникновения прихватов буровой колонны:
 1 - интервал 1300 – 1800м с минимальным значением вероятности прихвата;
 2 - интервал 2320-2850м с максимальным значением вероятности прихвата

Полином Лагранжа (рис. 13) разделен на два интервала. Первый интервал 1300 – 1800м с минимальными значениями вероятности прихвата буровой колонны 17 – 25% сложен из прочных и устойчивых горных пород. Второй интервал 2320 – 2830м с максимальными значениями вероятности прихвата 66 – 85% получаем в результате сложной пространственной траектории, ухудшением выноса шлама и низкими пластовыми давлениями вскрытого продуктивного пласта.

6. Интерполяционный полином Ньютона:

1) Найденная функция имеет вид:

$$f := ((((-0.3850563434 \cdot 10^{-16} x - 0.1035253195 \cdot 10^{-12})(x - 1809.5) + 0.5147430901 \cdot 10^{-9})(x - 1292.5) - 0.5974050282 \cdot 10^{-6})(x - 775.5) + 0.0004081632654)(x - 285.5)$$

2) Нормализуем ее - домножим на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3000 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3000} af(x) dx = 1$$

$$a = 0.002204037832$$

Построим график нормализованной кривой (рис. 14), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a . Интерполяционный полином Ньютона (рис. 14). Из графика распределения прихватов буровой колонны на участке 1 в интервале 500 – 1300м видно возрастание и снижение вероятности прихвата буровой колонны (вероят-

ность прихвата 23 – 45%). Возрастание вероятности прихвата бурильного инструмента связано с высокой интенсивностью набора угла при бурении скважины и разбуриванием мягких горных пород, которые способствуют обвалу стенок скважины. Снижение вероятности прихвата бурильной колонны начинается с уменьшения интенсивности набора угла при бурении скважины в интервале 900 – 1300м и устойчивости стенок скважины. На 2-м участке в интервале 2320 – 2850м (вероятность прихвата 66 – 85%) находятся продуктивные пласты с разными свойствами коллекторов, характеризующиеся низкими пластовыми давлениями, текучими глинами и недостаточной очисткой скважины от шлама.

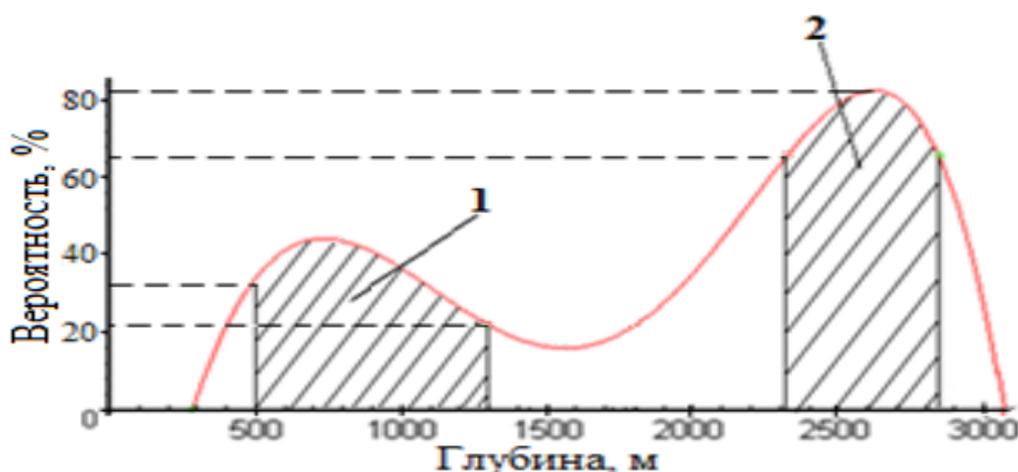


Рис. 14 – График вероятности возникновения прихватов бурильной колонны:
 1 - интервал 500 – 1300м со средним значением вероятности прихвата;
 2 - интервал 2320-2850м с максимальными значениями вероятности прихвата

Таким образом, на основании проведенного анализа рекомендуется использовать метод Ньютона в интервале 300 – 3100м. Этот метод наиболее точно описывает модель на данном интервале в наклонно направленных скважинах.

Вторая часть расчетов для горизонтальных скважин.

1. Метод Монте-Карло.

Исходные данные расчетов представлены в таблице 7.

Количество испытаний у нас небольшое. Рассмотрим случаи, когда функция распределена по нормальному закону и ее плотность выражается формулой (8). Оценим математическое ожидание и среднее квадратичное отклонение. Математическое ожидание находится по следующей формуле (9). Результаты расчетов приведены в таблице 8. Среднее квадратичное отклонение находится через дисперсию по формуле (10). Найдем дисперсию по следующей формуле (11).

$$\text{Т.о. дисперсия равна } D(X) = 299973,6, \text{ а } \sigma_x = \sqrt{299973,6} \approx 547,698$$

Таблица 7

Количество прихватов бурильной колонны в горизонтальных скважинах
на Самотлорском месторождении за 2006 – 2008 г.г

Год	Месторождение	№ скважины	Глубина прихвата, м	Вариационные ряды		
				Глубина, м	ni кол-во прихватов	P=ni/n
1	2	3	4	5	6	7
2006	Самотлорское	77171 «У»	2505	1108,6	1	0,05882
	Самотлорское	21175	1108,6	1230	1	0,05882
	Самотлорское	21175	2621	1243	1	0,05882
	Самотлорское	843 «Е»	2692	1550	1	0,05882
2007	Самотлорское	20016	1550	2011	1	0,05882
	Самотлорское	37015 «Е»	2578	2018	1	0,05882
	Самотлорское	12151	2611	2073	1	0,05882
2008	Самотлорское	40546	2366	2366	1	0,05882
	Самотлорское	10856	2445	2445	1	0,05882
	Самотлорское	11895	1230	2500	1	0,05882
	Самотлорское	40402	2500	2505	1	0,05882
	Самотлорское	50766	2517	2517	1	0,05882
	Самотлорское	38223	2073	2578	1	0,05882
	Самотлорское	11895	1243	2611	1	0,05882
	Самотлорское	40066	2874	2621	1	0,05882
	Самотлорское	40077	2011	2692	1	0,05882
	Самотлорское	37082	2018	2874	1	0,05882
				сумма, n=	17	1

Таблица 8

Результаты расчетов дисперсии

Глубина	ni	P=ni/n	P*X	P*(X-M)^2
1108,6	1	1	1108,6	3116637,16
1230	1	1	1230	2702736
1243	1	1	1243	2660161
1550	1	1	1550	1752976
2011	1	1	2011	744769
2018	1	1	2018	732736
2073	1	1	2073	641601
2366	1	1	2366	258064
2445	1	1	2445	184041
2500	1	1	2500	139876
2505	1	1	2505	136161
2517	1	1	2517	127449
2578	1	1	2578	87616
2611	1	1	2611	69169
2621	1	1	2621	64009
2692	1	1	2692	33124
2874	1	1	2874	0
сумма, n=	17	M=	36942,6	13451125,16

Подставляя найденные значения в первоначальную формулу, получаем, что плотность распределения имеет вид

$$f(x) = \frac{1}{547.698\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-2173.094)^2}{2(547.698)^2}}$$

Для вычисления последовательности возможных значений x_i применяем метод Монте-Карло. Рассчитать возможное значение x_i непрерывной случайной величины x , зная её плотность вероятности $f(x)$. Выбираем

случайное число r_i и решаем относительно x_i уравнение $\int_{-\infty}^{x_i} f(x)dx = r_i$.

Случайные числа r_i возьмем из таблицы 8. Тогда, решая уравнение, получим

$$f(x) = \frac{1}{547.698\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-2173.094)^2}{2(547.698)^2}}$$

В таблице 9 представлены результаты расчетов случайных величин. На основании полученных данных построим график (рис. 15).

Таблица 9

Результаты вероятности прихвата бурильной колонны, рассчитанные по методу Монте-Карло

Вероятность прихвата (r_i)	Глубина прихвата (x_i)
0,32	1916
0,17	1652
0,90	2873
0,05	1272
0,97	3100
0,69	2443
0,23	1768
0,46	2117
0,14	1581
0,06	1322

Из графика (рис. 15) следует, что с увеличением длины горизонтального участка и отходом оси ствола скважины от вертикали при бурении скважины увеличивается вероятность возникновения прихвата бурильной колонны. Увеличение прихватов бурильной колонны также связано с ухудшением выноса выбуренной породы из горизонтального участка. Недостатком данного метода является малофакторность при расчетах, которые влияют на точность расчетов.

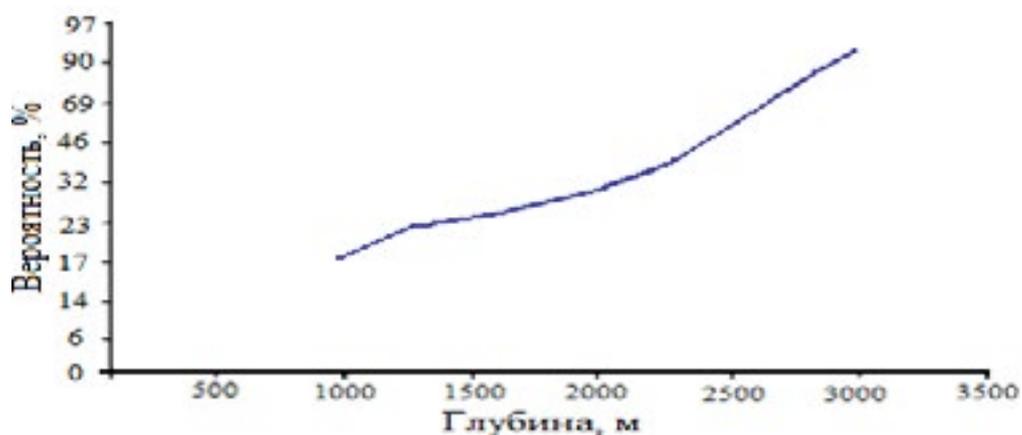


Рис. 15 - График вероятности возникновения прихвата буровой колонны, рассчитанный по методу Монте-Карло

Основываясь на исходных данных, представленных в таблице 7, проводим расчеты по оставшимся 5 методам.

2. Метод кубической сплайн-интерполяции (полиномиальная аппроксимация).

Интервал от 0 до 3000 м разделен на 10 участков, затем указано количество прихвата буровой колонны на каждом интервале; данные были взяты из таблицы 7. Рассчитаем вероятность возникновения прихвата буровой колонны в выделенных интервалах. Результаты представлены в таблице 10.

Таблица 10

Результаты расчета вероятности возникновения прихвата буровой колонны в горизонтальной скважине

Интервал	Количество точек, m	Вероятность, m/n	X	Вероятность, Y
0-300	0	0	150	0
300-600	0	0	450	0
600-900	0	0	750	0
900-1200	1	0,07	1050	0,07
1200-1500	2	0,13	1350	0,13
1500-1800	1	0,07	1650	0,07
1800-2100	3	0,2	1950	0,2
2100-2400	0	0	2250	0
2400-2700	7	0,46	2550	0,46
2700-3000	1	0,07	2850	0,07
	Сумма, n=15	Сумма = 1		

Для построения графика (рис. 16) находим точки, для координаты x выберем середину каждого интервала.

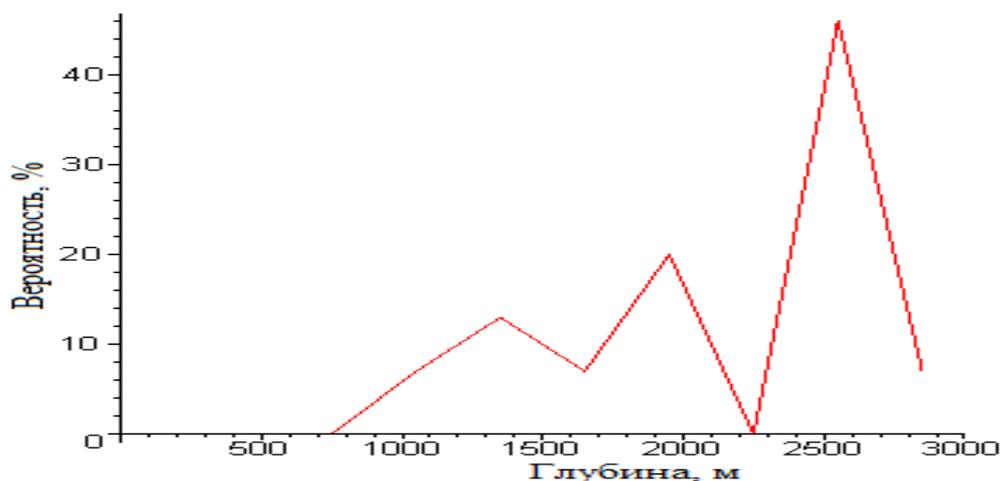


Рис. 16 – График вероятности возникновения прихвата буровой колонны

На основании графика можно предположить, что функция должна иметь нечетные степени, начиная с 7.

Построим графики по найденным данным различными методами:
Полиномиальная аппроксимация

1) Найденная функция имеет вид:

$$f := -0.3157128214 \cdot 10^{-26} x^9 + 0.4112618017 \cdot 10^{-22} x^8 + 6.027118666 \\ - 0.2270205216 \cdot 10^{-18} x^7 - 0.08282933377x + 0.6924380313 \cdot 10^{-15} x^6 \\ + 0.0004076943059x^2 - 0.1275438698 \cdot 10^{-11} x^5 - 0.1014328372 \cdot 10^{-5} x^3 \\ + 0.1455529014 \cdot 10^{-8} x^4$$

2) Нормализуем ее - домножим на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3000 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3000} af(x) dx = 1 \\ a = 0.1630484629$$

3) Построим график нормализованной кривой (рис. 17), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

Построенный график (рис. 17) вероятности прихватов рассчитан по методу полиномиальной аппроксимации. Полином пересекает все точки аппроксимации, условие пересечения точек выполняется, значит, данный метод можно применить для выявления прихватоопасных интервалов при бурении горизонтальных скважин. Характеризуя данный график (рисунок 17), видим, что на участке 1 в интервале 1300 – 1850 м вероятность прихвата 18 – 0 %, заметно снижение вероятности прихвата КНБК, что связано с уменьшением интенсивности набора угла при бурении скважины и бурением устойчивых горных пород. На участке 2 в интервале 2200 – 2390 м вероятность прихвата – от 15 до 10%. Снижение вероятности прихвата обуславливается тем, что на данном интервале скважины отсутствуют пласты с низкими пластовыми давлениями, и бурение велось без интенсивного набора зенитного и азимутального угла.

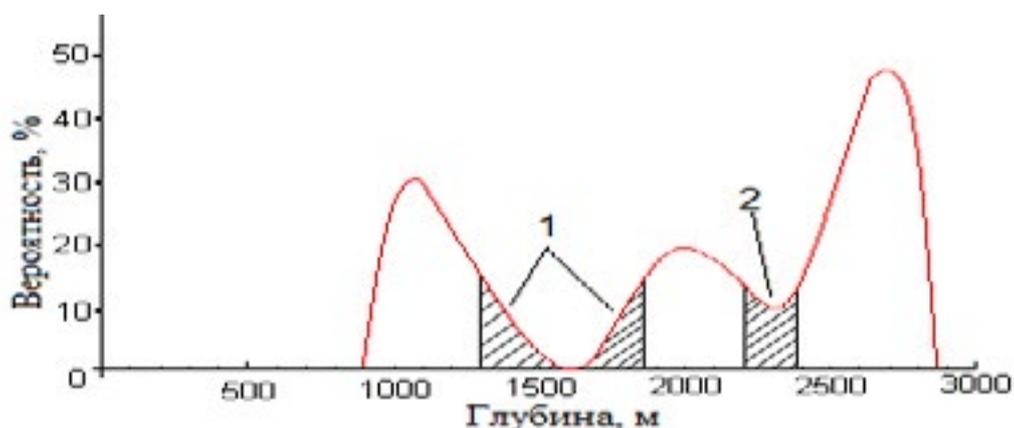


Рис. 17 - График вероятности возникновения прихватов бурильной колонны, рассчитанный по методу полиномиальной аппроксимации:
 1 - интервал 1300 – 1850 м с минимальным значением вероятности прихвата;
 2 - интервал 2200-2390 м со средними значениями вероятности прихвата

3. Аппроксимация методом наименьших квадратов:

1) Найденная функция имеет вид:

$$f := -0.04522580626 - 0.93689633128531750010^{-8} x^3 + 0.12927726584148954810^{-10} x^4 + 0.26133888514802220910^{-5} x^2 - 0.29186906744474061210^{-21} x^7 + 0.25337057397793271910^{-17} x^6 - 0.83451944433474865010^{-14} x^5$$

2) Нормализуем её - домножим на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3000 м равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3000} af(x) dx = 1$$

$$a = 0.004121195394$$

4) Построим график нормализованной кривой (рис. 18), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

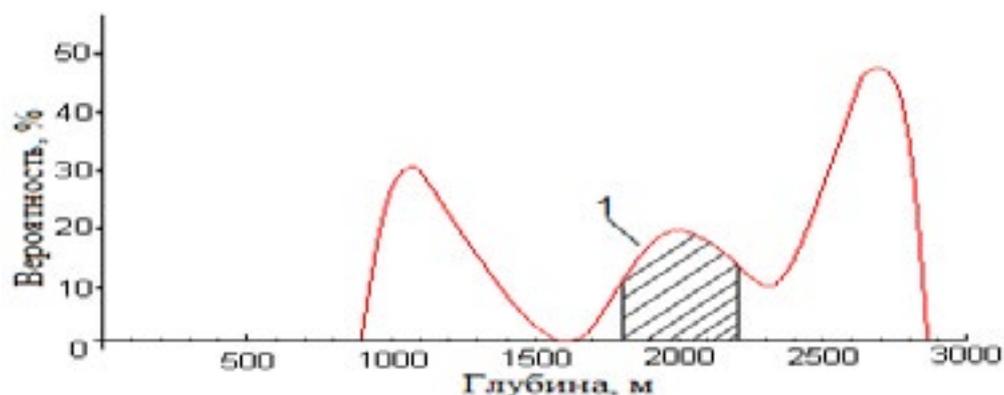


Рис. 18 - График вероятности возникновения прихватов бурильной колонны, рассчитанный по методу наименьших квадратов:
 1 - интервал 1900 – 2200 м с минимальным значением вероятности прихвата

Построенный график (рис. 18) вероятности прихватов рассчитан по методу наименьших квадратов. Полином пересекает все точки аппроксимации, условие пересечения точек выполняется, значит, данный метод описания можно применить для выявления прихватоопасных интервалов при бурении горизонтальных скважин. Из данного графика (рис. 18) видно, что на участке 1 в интервале 1900 – 2200 м (вероятность прихвата 0 - 20%) заметно увеличение вероятности прихвата КНБК, это связано с бурением неустойчивых горных пород и активных глин, которые могут образовать сальник на КНБК или обвалиться.

Итак, методы аппроксимации для расчета вероятности возникновения прихватов бурильной колонны дают удовлетворительные результаты.

4. Метод сплайн-интерполяция (полиномом 7 степени):

1) Найденная функция имеет вид функции:

$$f := \left\{ \begin{array}{l} 0.04283484891 - 0.0004527433812x + 0.1273953903 \cdot 10^{-5} x^2 - 0.105090118 \cdot 10^{-8} x^3 \\ - 0.14004510 \cdot 10^{-12} x^4 + 0.5601804001 \cdot 10^{-15} x^5 - 0.1244845333 \cdot 10^{-17} x^6 \\ + 0.1185566984 \cdot 10^{-20} x^7, x < 450 \\ 0.0744128444 - 0.0009439565566x + 0.4548708231 \cdot 10^{-5} x^2 - 0.1317962079 \cdot 10^{-7} x^3 \\ + 0.2681266513 \cdot 10^{-10} x^4 - 0.3537676656 \cdot 10^{-13} x^5 + 0.2537511538 \cdot 10^{-16} x^6 \\ - 0.7265214196 \cdot 10^{-20} x^7, x < 750 \\ -3.8315691 + 0.03551190618x - 0.0001412748362x^2 + 0.3108728119 \cdot 10^{-6} x^3 \\ - 0.4052573109 \cdot 10^{-9} x^4 + 0.3102792318 \cdot 10^{-12} x^5 - 0.1282497749 \cdot 10^{-15} x^6 \\ + 0.2199666968 \cdot 10^{-19} x^7, x < 1050 \\ 90.732213 - 0.5949135477x + 0.001659941995x^2 - 0.2548203012 \cdot 10^{-5} x^3 \\ + 0.2317672863 \cdot 10^{-8} x^4 - 0.1245681105 \cdot 10^{-11} x^5 + 0.3657059179 \cdot 10^{-15} x^6 \\ - 0.4520818447 \cdot 10^{-19} x^7, x < 1350 \\ -864.49541 + 4.358118687x - 0.009346796281x^2 + 0.00001104036267x^3 \\ - 0.7747931293 \cdot 10^{-8} x^4 + 0.3227920724 \cdot 10^{-11} x^5 - 0.7388871216 \cdot 10^{-15} x^6 \\ + 0.7167996727 \cdot 10^{-19} x^7, x < 1650 \\ 4530.83435 - 18.53115883x + 0.03227007131x^2 - 0.00003099687691x^3 \\ + 0.1772918348 \cdot 10^{-7} x^4 - 0.6036484634 \cdot 10^{-11} x^5 + 0.1132709921 \cdot 10^{-14} x^6 \\ - 0.9036306667 \cdot 10^{-19} x^7, x < 1950 \\ -14003.67358 + 48.00297202x - 0.07009013101x^2 + 0.00005649047591x^3 \\ - 0.2713612571 \cdot 10^{-7} x^4 + 0.7768225888 \cdot 10^{-11} x^5 - 0.1227069657 \cdot 10^{-14} x^6 \\ + 0.8251455823 \cdot 10^{-19} x^7, x < 2250 \\ 23287.82172 - 68.01501089x + 0.08460051094x^2 - 0.00005809518412x^3 \\ + 0.2379083417 \cdot 10^{-7} x^4 - 0.5812296734 \cdot 10^{-11} x^5 + 0.7848596193 \cdot 10^{-15} x^6 \\ - 0.4522698312 \cdot 10^{-19} x^7, x < 2550 \\ -15913.36570 + 39.59609056x - 0.04200078382x^2 + 0.00002465076011x^3 \\ - 0.8658555751 \cdot 10^{-8} x^4 + 0.1822853841 \cdot 10^{-11} x^5 - 0.2131992796 \cdot 10^{-15} x^6 \\ + 0.1068668068 \cdot 10^{-19} x^7, otherwise \end{array} \right.$$

2) Нормализуем её - домножим на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3000 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3000} af(x) dx = 1$$

$$a = 0.0005527550577$$

3) Построим график нормализованной кривой (рис. 19), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

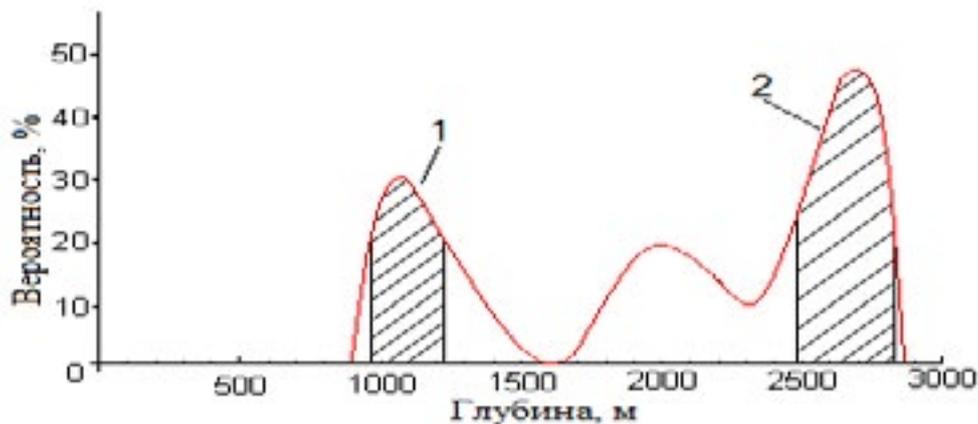


Рис. 19 - График вероятности возникновения прихватов бурильной колонны, рассчитанный по методу сплайн-интерполяции:

- 1 - интервал 980 – 1230 м, минимальное значение вероятности прихвата;
- 2 - интервал 2490 – 2830 м, максимальное значение вероятности прихвата

Построенный график (рис. 19) вероятности прихватов рассчитан по методу сплайн-интерполяции. Полином пересекает все точки аппроксимации, условие пересечения точек выполняется, значит, данный метод описания можно применить для выявления прихватоопасных интервалов при бурении горизонтальных скважин. Из графика (рис.19) следует, что на участке 1 в интервале 980 – 1230м вероятность прихвата от 20 до 32%, заметно увеличение вероятности прихвата на первом участке, это связано с увеличением интенсивности набора угла при бурении скважины и бурением скважины в условиях слабосцементированных горных породах. На участке 2 в интервале 2490 – 2830 м вероятность прихвата от 25 до 48%. Увеличение вероятности прихвата характеризуется высоким зенитным и азимутальным углом оси скважины на данном участке от 80 до 95°, вследствие чего происходит шламообразование и в результате – возникновение прихвата.

5. Интерполяционный полином Лагранжа:

1) Найденная функция имеет вид:

$$f := 0.8232334351 \cdot 10^{-27} (x - 150) (x - 450) (x - 750) (x - 1350) (x - 1650) (x - 1950) (x - 2250) (x - 2550) (x - 2850) - 0.2293293141 \cdot 10^{-26} (x - 150) (x - 450) (x - 750) (x - 1050) (x - 1650) (x - 1950) (x - 2250) (x - 2550) (x - 2850) + 0.1234850153 \cdot 10^{-26} (x - 150) (x - 450) (x - 750) (x - 1050) (x - 1350) (x - 1950)$$

$$\begin{aligned}
 & (x - 2250)(x - 2550)(x - 2850) - 0.2352095529 \cdot 10^{-26} (x - 150)(x - 450)(x - 750) \\
 & (x - 1050)(x - 1350)(x - 1650)(x - 2250)(x - 2550)(x - 2850) - \\
 & 0.5796235411 \cdot 10^{-27} (x - 150)(x - 450)(x - 750)(x - 1050)(x - 1350)(x - 1650) \\
 & (x - 1950)(x - 2250)(x - 2850) + 0.9800398037 \cdot 10^{-29} (x - 150)(x - 450)(x - 750) \\
 & (x - 1050)(x - 1350)(x - 1650)(x - 1950)(x - 2250)(x - 2550)
 \end{aligned}$$

2) Нормализуем функцию, домножив ее на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3000 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3000} af(x) dx = 1$$

$$a = 0.1610257759$$

3) Построим график нормализованной кривой (рис. 20), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

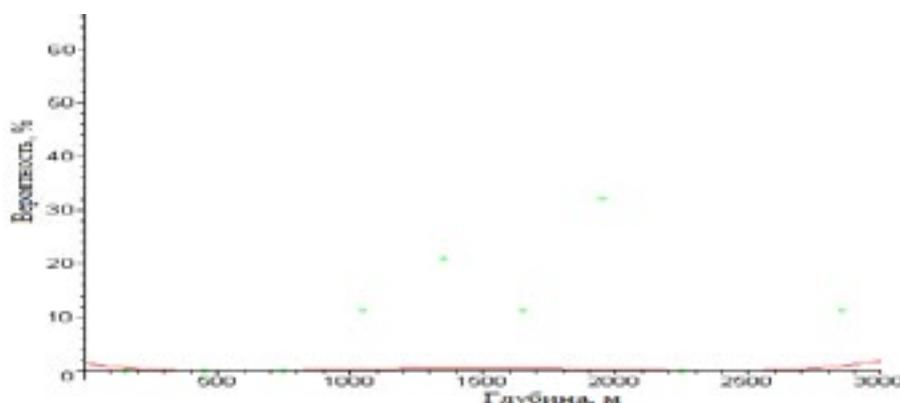


Рис. 20 - График вероятности возникновения прихватов буровой колонны, рассчитанный по методу интерполяционного полинома Лагранжа

Представленный график (рис. 20) вероятности прихватов, рассчитанный по аппроксимации методом интерполяционного полинома Лагранжа, нам не подходит, так как не выполняется условие пересечения заданных точек сплайном.

6. Интерполяционный полином Ньютона:

1) Найденная функция имеет вид

$$\begin{aligned}
 f := & (((\\
 & ((-0.3157128214 \cdot 10^{-26} x + 0.1081774932 \cdot 10^{-22}) (x - 2250) - 0.1841690797 \cdot 10^{-20} \\
 & (x - 1950) + 0.6287151337 \cdot 10^{-18}) (x - 1650) + 0.4115226341 \cdot 10^{-15}) (x - 1350) \\
 & - 0.7716049383 \cdot 10^{-12}) (x - 1050) + 0.4320987654 \cdot 10^{-9}) (x - 750) (x - 450) \\
 & (x - 150)
 \end{aligned}$$

2) Нормализуем функцию, домножив ее на такое число a , чтобы интеграл по интервалу от 0 до 3000 равнялся единице, т.е.

$$\int_0^{3000} af(x) dx = 1$$

$$a = 0.1610265934$$

3) Построим график нормализованной кривой (рис. 21), координаты точек также придется пересчитать, умножив значение ординаты на коэффициент a .

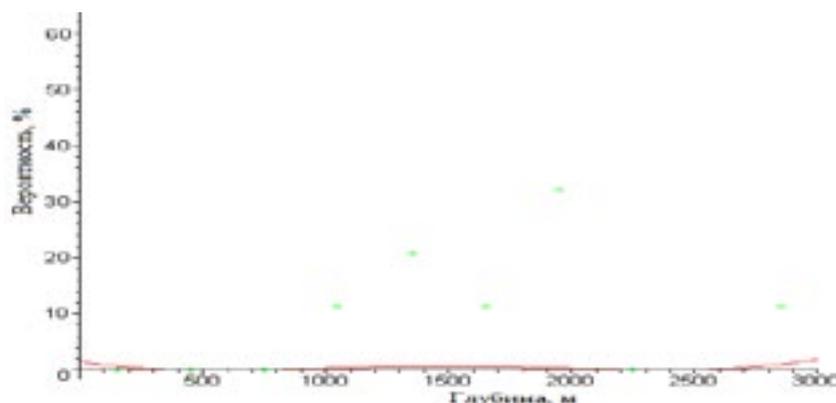


Рис 21 - График вероятности возникновения прихватов бурильной колонны, рассчитанный по методу интерполяционного полинома Ньютона

Представленный график (рис. 21) вероятности прихватов, рассчитанный по аппроксимации методом интерполяционного полинома Ньютона, нам также не подходит, так как не выполняется условие пересечения заданных точек сплайном.

Проанализировав графики распределения прихвата бурильной колонны (рисунки 8 – 21), мы установили, что для выявления прихватоопасных интервалов в наклонно направленных скважинах подходящими методами математической статистики являются: метод сплайн-интерполяции пятой степени, метод Лагранжа и метод Ньютона. А для горизонтальных скважин: метод полиномиальной аппроксимации, метод наименьших квадратов и метод сплайн-интерполяции седьмой степени. В результате расчетов установлены вероятность прихвата и границы прихватоопасных интервалов бурильной колонны. К применению рекомендован метод интерполяционного полинома Ньютона.

$$P_n(x) = P_0(x) + \sum_{i=1}^n (P_i(x) - P_{i-1}(x))$$

где $P_0(x)$ – полином имеет степень i и обращается в ноль при степени $x = x_0$;

$P_i(x)$ – полином Лагранжа степени $i \leq n$; $P_{i-1}(x)$ – полином имеет степень i и обращается в $i - 1$ при степени $x = x_{i-1}$.

Данный метод в отличие от других методов расчёта позволяет рассчитать прихватоопасные интервалы с вероятностью 90% и учитывать одновременно несколько влияющих факторов при расчётах. Он наиболее точно описывает интервал от 300 до 3100 м.

Преимущество применения методов математической статистики заключается в прогнозировании вероятности прихвата бурильной колонны еще на стадии проектирования строительства скважины, что позволит сокра-

тить финансовые затраты и время на бурение скважины. По результатам расчётов предлагается таблица с указанием вероятности возникновения прихвата бурильных труб (таблица 11). Распределение прихватоопасных интервалов бурильной колонны на примере геологического разреза Самотлорского месторождения с указанием профиля скважины представлено на рис. 22 (интервалы построены с учетом расчетных и производственных данных).

Для проведения расчетов и построения графиков по всем вышеописанным методам математической статистики и теории вероятности применялась компьютерная программа Maple 10.

Таблица 11

Прихватоопасные интервалы при бурении скважин

№ п/п	Интервал, м	Профиль	Участок конструкции	Вероятность прихвата (расчетные данные), %
1	775 – 809	Наклонно направленный	Интенсивного набора угла	24,45
2	1290 - 1800	Наклонно направленный	Стабилизации	21
3	2326- 2843	Наклонно направленный	Падения угла	54,55
4	923-1520	Горизонтальный	Интенсивного набора угла	31,4
5	1850 – 2220	Горизонтальный	Стабилизации угла	20
6	2331 – 2727	Горизонтальный	Горизонтальный участок	48,6

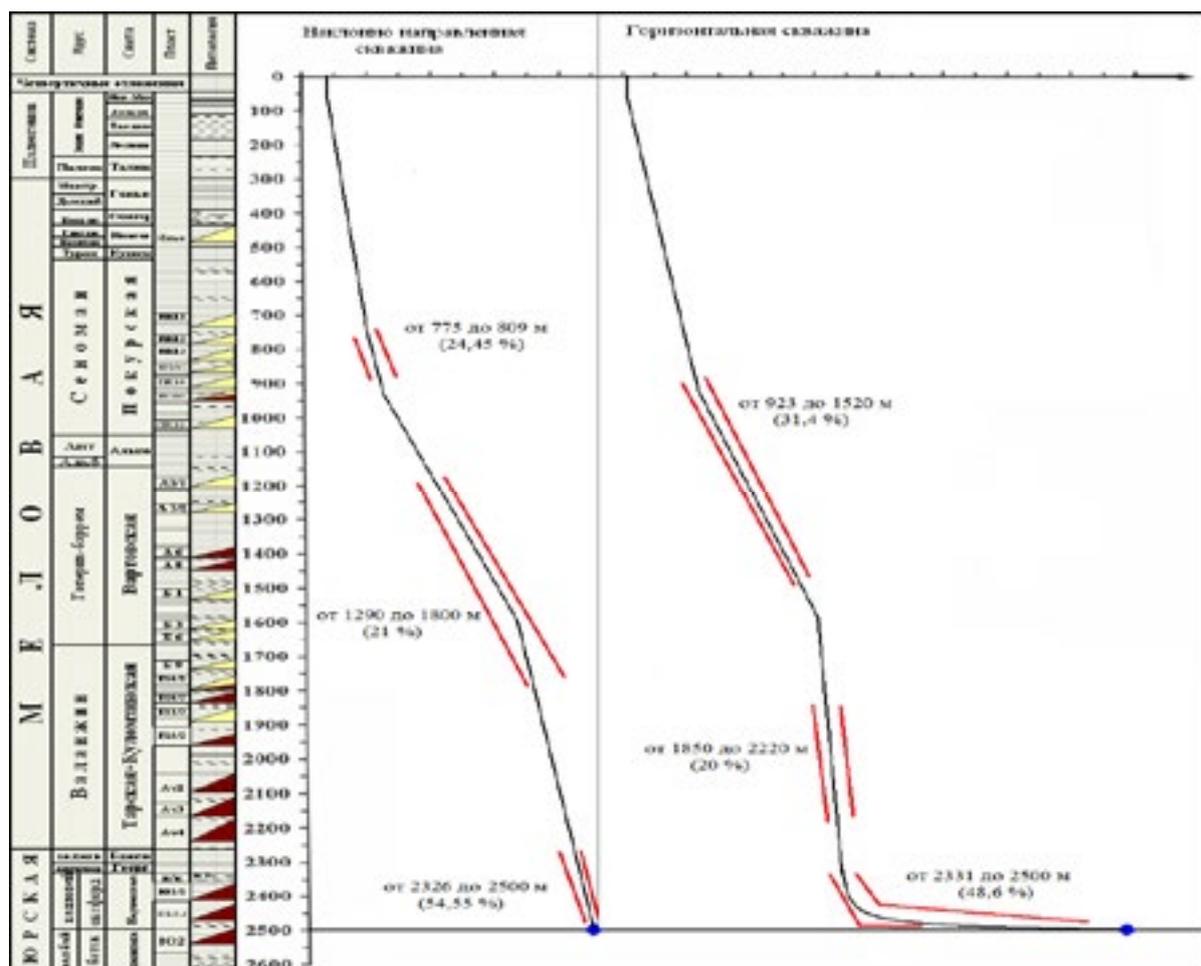


Рис. 22 – Распределение вероятности возникновения прихвата по интервалам

2.2 Разработка и обоснование устройства и КНБК для предупреждения и ликвидации прихвата буровой колонны

В сложных геологических условиях месторождений Среднего Приобья потери времени на борьбу с осложнениями и авариями сравнимы с затратами времени на бурение. Кроме потерь времени на борьбу с осложнениями и авариями, этот ущерб в основном складывается из затрат на энергию, материалы, перебуривание скважин. Все еще нередки случаи ликвидации бурящихся скважин. Эти проблемы усугубляются для сложных в геологическом отношении регионов существующей в настоящее время устойчивой тенденцией к увеличению глубины бурения скважин и осложнению конструкции скважины (пространственной интенсивности и зенитного угла) [9].

Для снижения вероятности возникновения прихвата буровой колонны предлагается устанавливать в компоновку низа буровой колонны противоприхватное устройство при бурении прихватопасных интервалов скважины.

Данное устройство должно способствовать предотвращению шламобразования на горизонтальном участке скважины.

Для разработки устройства необходимо определить и рассчитать: габаритные показатели; угол наклона лопасти шнека; высоту шнека; количество насадок и угол установки насадок к оси устройства. Все расчёты проводились с использованием компьютерных программ Virtual Hydraulic, Hydraulics 2.5 и др.

Габаритные показатели были выбраны исходя из стандартных значений утяжеленной буровой трубы по ТУ 3663-004-70587573-03 (замковые соединения также соответствуют ТУ), количество лопастей шнека на устройстве – исходя из работы Хабибуллина И.А. [83, 84].

Материал, который нами выбран для изготовления устройства для предупреждения и ликвидации прихвата буровой колонны, соответствует Государственному стандарту Российской Федерации ГОСТ Р 51245 – 99, а также спецификации API Spec 5D, спецификации API Spec 7, рекомендуемой практики API 7G, ГОСТ Р 50278-92, ГОСТ 27834-95, ТУ 14-3-1571-88.

Расчеты проводились при следующих исходных данных горизонтального участка скважины: расход - 0,012 м³/с, диаметр скважины - 0,1429 м, наружный диаметр устройства - 0,130 м, диаметр породы - 0,01 м, динамическое напряжение сдвига - 12 Па, пластическая вязкость - 0,015 Па·с, плотность промывочной жидкости - 1190 кг/м³, глубина скважины - 2451 м.

Рассмотрим несколько методик расчета гидравлических значений по очистке ствола скважины. По итогам рассмотренных методик выберем наиболее подходящий для наших условий расчет устройства.

Задача турбулентного режима движения вязкой жидкости решается на базе «универсального» логарифмического закона распределения скоростей. Установим возможность использования его для расчетов вязкопластичных потоков при турбулентном режиме течения промывочной жидкости. Очистку горизонтального участка от шлама и предотвращение его оседания необходимо рассчитывать при турбулентном режиме течения промывочной жидкости.

Коэффициент гидравлических сопротивлений при движении вязкой жидкости рассчитывается по формуле Никурадзе:

$$\lambda_n = 0,0032 + \frac{0,221}{Re^{0,237}}. \quad (12)$$

где Re – Число Рейнольдса.

Формула (12) получена на базе логарифмического закона.

Коэффициент гидравлических сопротивлений при движении вязкопластичной жидкости находится по формулам Р. И. Шищенко и К. А. Ибатулова:

$$\lambda_{ш} = \frac{0,075}{\sqrt[8]{Re^*}}; \quad (13)$$

Б. С. Филатова

$$\lambda_{ф} = \frac{0,1}{Re^{*0,15}}, \quad (14)$$

где Re^* - обобщенный параметр Рейнольдса,

$$Re^* = \frac{Re}{1 + \frac{\tau_0 D}{6\mu\nu}}; \quad (15)$$

или

$$Re^* = \frac{6 Re^2}{6 Re + He}, \quad (16)$$

$$\text{где } Re = \frac{2\nu R\gamma}{\mu g}; \quad He = \frac{4\tau_0 R^2 \gamma}{\mu^2 g},$$

ν - скорость движения данной точки вязкой жидкости, м/с;

γ - удельный вес жидкости, Н/м³;

τ_0 - динамическое напряжение сдвига, Па;

μ - динамическая вязкость жидкости, Па·с;

g - ускорение свободного падения, м/с².

В формуле (12) рекомендуется применять в диапазоне $2500 \leq Re^* \leq 50000$; формула (13) получена при $0,05 \leq \mu \leq 0,2 \text{ Пз}$, $\tau_0 \geq 100 \text{ дин/см}^2$. Таким образом, при $9 \cdot 10^4 \leq He \leq 14 \cdot 10^4$ в $2200 \leq Re^*$ логарифмический закон распределения скоростей может быть использован для расчетов турбулентного режима движения вязкопластичной жидкости.

Давления нагнетания, уравнение динамического равновесия жидкости, движущейся через внутреннюю полость трубы и устройства.

$$P_n = P_y - \gamma L + \frac{Q + \pi r_2^2 \nu_1}{\pi r_2^4} 8\mu L, \quad (17)$$

где ν_1 - скорость движущей жидкости, м/с;

μ - коэффициент динамической вязкости жидкости, Па;

P_y - давление на устройстве, Па;

γ - удельный вес;

L - длина трубы, м;

r_2^2 - внутренний радиус колонны труб, м.

Среди теоретических работ по расчету промывки горизонтальных скважин следует выделить Крылова В. И. и Крецула В. В., предложивших следующую формулу для расчета необходимого расхода промывочной жидкости, обеспечивающего транспорт шлама в горизонтальной скважине:

$$Q = \frac{\pi \cdot (D_C^2 - D_T^2)}{0,0008 \cdot \rho \cdot (330 \cdot \eta + \tau_0) \cdot (2 - \sin \alpha)} \cdot \left(\frac{600 \cdot \eta + \tau_0}{330 \cdot \eta + \tau_0} \right)^{2,52}, \quad (18)$$

где D_C, D_T – диаметр скважины и бурильных труб соответственно;

η, τ_0 – структурная вязкость и динамическое напряжение сдвига раствора;

ρ – плотность промывочной жидкости; α – зенитный угол ствола скважины.

В УГНТУ Акбулатовым Т. О. была предложена методика расчета промывки горизонтальных скважин. Согласно этой методике, движение частиц шлама по стволу горизонтальной скважины возможно при выполнении двух условий: сила воздействия потока жидкости на частицы шлама в горизонтальной плоскости больше сил сопротивления движению частиц; отсутствие застойных зон в нижней части кольцевого пространства достигается при $\tau_0 \leq \Delta P \cdot (D_3 - D_T) / 4l$,

где D_3 – диаметр замка бурильных труб;

D_T – диаметр бурильных труб;

$\Delta P/l$ – градиент давления вдоль оси скважины.

Силу, с которой поток жидкости увлекает частицу шлама, предложено определять как $F_{ж} = \tau_{CT} \cdot S_{ч} = \tau_{CT} \cdot \pi \cdot d_{ч}^2 / 4$,

где τ_{CT} – касательные напряжения в потоке жидкости у стенки скважины;

$S_{ч}$ – площадь проекции частицы на стенку скважины;

$d_{ч}$ – эквивалентный диаметр частиц шлама.

Однако данная методика нуждается в экспериментальной проверке.

С целью выявления причин, казалось бы, аномального эффекта (влияния высоковязкого раствора на транспортирование шлама) была разработана методика расчета скоростей течения жидкости по окружности эксцентричного кольцевого пространства.

Зависимость скорости течения от размера канала при прочих равных условиях можно выразить как $U \equiv a \cdot h^x$,

где a – коэффициент пропорциональности,

x – показатель степени, зависящий от реологических параметров и режима течения жидкости.

При турбулентном режиме течения в области шероховатых труб $x = 0,5$, в области гладких труб $x = 0,67$. При ламинарном течении ВПЖ, описываемой степенной моделью, $x = (1 + m) / m$ [83].

Ширина кольцевого зазора в эксцентричном кольцевом пространстве (рис. 23) находится из выражений: $h(\varphi) = h_0(1 - e \cos \varphi)$, $h_0 = 0,5(D_C - D_T)$, $e = (D_C - D_3) / (D_C - D_T)$.

Элементарный расход $dQ(\varphi) = a \cdot U(\varphi) \cdot h(\varphi) \cdot R_{cp} \cdot d\varphi$, где средний радиус $R_{cp} = 0,5 \cdot (D_C - D_T)$.

$$\text{Суммарный расход } Q = 2 \int_0^{\pi} dQ = 2a \cdot R_{cp} \int_0^{\pi} h(\varphi)^{x+1} d\varphi = 2a \cdot R_{cp} \cdot h_0 \int_0^{\pi} (1 - \cos \varphi)^{x+1} d\varphi.$$

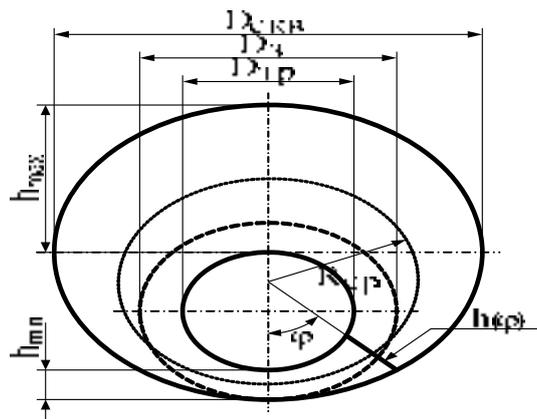


Рис. 23 - Изменение величины зазора по окружности эксцентричного кольцевого пространства

Интеграл $\int_0^{\pi} (1 - \cos \varphi)^{x+1} d\varphi$ не берется даже при допущении, что значение x от φ не зависит (т.е. на всех участках кольцевого пространства режим течения жидкости один и тот же). Путем разложения его в ряд Маклорена, и ограничиваясь тремя членами (ошибка при этом не превышает 5%), получили распределение относительной скорости течения по окружности эксцентричного кольцевого пространства

$$u_{отн} = \frac{(1 - e \cdot \cos \varphi)^x}{\left(1 + e^2 \cdot \frac{x \cdot (x+1)}{4}\right)}. \quad (19)$$

Рассчитанное по полученной зависимости распределение скоростей по окружности кольцевого пространства при $e = 0,4$ показано на рис. 24 [83].

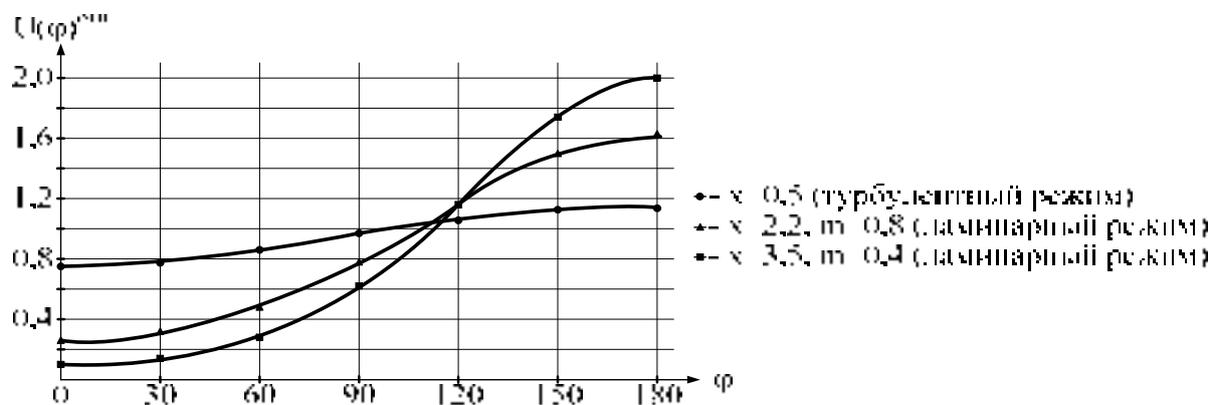


Рис. 24 - Распределение скоростей течения жидкости по окружности кольцевого пространства при $e = 0,4$

Из рис. 24 следует, что наибольшая разница скоростей течения в широкой и узкой частях кольцевого пространства наблюдается при течении вязкопластичной жидкости в ламинарном режиме. При этом, чем меньше m , тем эта разница больше. Меньшему значению показателя нелинейности m соответствует высокое значение динамического напряжения сдвига раствора, с увеличением τ_0 уменьшается относительная скорость движения жидкости в узкой части эксцентричного кольцевого пространства. При турбулентном течении разница скоростей значительно меньше.

Основной величиной, подлежащей при этом определению, обычно является критическая скорость восходящего потока (или так называемая скорость витания) – скорость течения жидкости, при которой твердые частицы остаются во взвешенном состоянии, а при превышении критической скорости потока частицы увлекаются вверх к устью скважины.

Число Рейнольдса

$$\text{В трубах} \quad \text{Re} = \frac{v d_e \rho}{\eta_{\text{эф}}} \quad (20)$$

$$\text{В кольцевом пространстве} \quad \text{Re} = \frac{v(D - d_n) \rho}{\eta_{\text{эф}}}, \quad (21)$$

где v – средняя скорость потока, м/с;

D – диаметр скважины, м;

d – диаметр бурильных труб (v – внутренний; n – наружный), м;

η – эффективная вязкость раствора при средней скорости сдвига, Па·с;

ρ – плотность раствора, кг/м³.

Гидродинамические потери давления жидкости

$$\text{В трубах} \quad \Delta P = \frac{16 L \rho v^2}{\text{Re} d_e^2} \quad (22)$$

$$\text{В кольцевом пространстве} \quad \Delta P = \frac{24 L \rho v^2}{\text{Re} (D - d_n)^2} \quad (23)$$

Транспортирующая способность бурового раствора рассчитывается исходя из условия выноса выбуренной породы из вертикальной скважины по следующей формуле [85]: $v > v_s$,

где $v = Q/S$ – средняя скорость потока, м/с;

Q – подача насоса, м³/с;

S – площадь сечения потока, м²;

v_s – скорость оседания частиц породы, м/с.

Скорость оседания частицы в жидкости можно найти, используя аналитическую формулу Стокса для $\text{Re} \leq 1$:

$$v_s = \frac{1}{18} g D_s^2 (\rho_s - \rho_L) \eta_{\text{эф}}^{-1}, \quad (24)$$

где $\eta_{\text{эф}}$ – рассчитывается для средней скорости сдвига на частице $\frac{6v_s}{\pi D_s}$;

D_s – диаметр частицы, м;

ρ_s – плотность частицы, кг/м³;

ρ_L – плотность жидкости, кг/м³.

Расчет перепада давления в кольцевом пространстве при турбулентном течении жидкости производится по формуле:

$$\Delta p_{кп} = \lambda_{кп} \frac{\rho v_{кп}^2}{2(d_c - d_n)} l, \quad (25)$$

где l – длина скважины, м;

d_c – диаметр скважины, м;

d_n – минимальный наружный диаметр устройства, м;

$\lambda_{кп}$ – коэффициент гидравлического сопротивления трению в кольцевом пространстве.

Их значение вычисляем по формуле:

$$\lambda_{кп} = 0,107 \left(\frac{1,46k}{d_c - d_n} + \frac{100}{Re_{кп}} \right)^{0,25}. \quad (26)$$

Местные потери давления в кольцевом пространстве установленного винтового устройства

$$\Delta p_{мк} = \frac{l}{l_{ш.у}} \left(\frac{(d_c^2 - d_n^2)}{(d_c^2 - d_y^2)} - 1 \right)^2 \rho v_{кп}^2. \quad (27)$$

Итак, проведем расчеты по нахождению потери давления в кольцевом канале при установке одного устройства в КНБК на горизонтальном участке скважины.

Определяем гидравлические потери жидкости при движении промывочной жидкости в кольцевом канале с предельным эксцентриситетом на длине $L = 2500$ м и определим скорость течения жидкости в кольцевом канале при следующих исходных данных: расход - $0,012$ м³/с, диаметр скважины - $0,1429$ м, наружный диаметр устройства - $0,130$ м, диаметр породы - $0,01$ м, динамическое напряжение сдвига - 12 Па, пластическая вязкость - $0,015$ Па·с, плотность промывочной жидкости - 1190 кг/м³, глубина скважины - 2451 м.

Транспортирующая способность бурового раствора рассчитывается исходя из условия выноса выбуренной породы из вертикальной скважины по следующей формуле:

$$v > v_s$$

$$v = Q/S = 0,012 / 0,0034 = 3,56 \text{ м/с.}$$

Скорость оседания частицы в жидкости можно найти, используя аналитическую формулу Стокса для $Re \leq 1$:

$$v_s = \frac{1}{18} g D_s^2 (\rho_s - \rho_L) \eta_{эф}^{-1} = \frac{1}{18} \cdot 9,81 \cdot 0,01^2 \cdot (2500 - 1100) \cdot 0,015 = 1,14 \cdot 10^{-3} \text{ м/с.}$$

Условие $v > v_s$, $3,56 > 1,14$ выполняется, то есть очистка ствола будет эффективной.

Расчет перепада давления в кольцевом пространстве при турбулентном течении жидкости производится по формуле:

$$\Delta p_{кп} = \lambda_{кп} \frac{\rho v_{кп}^2}{2(d_c - d_n)} l = 0,025 \cdot \frac{1100 \cdot 3,56^2}{2(0,1456 - 0,089)} \cdot 2500 = 7,7 \text{ МПа.}$$

Местные потери давления в кольцевом пространстве установленного винтового устройства

$$\Delta p_{\text{мк}} = \frac{8}{1,2} \left(\frac{(0,1456^2 - 0,089^2)}{(0,1456^2 - 0,130^2)} - 1 \right)^2 1100 \cdot 3,56^2 = 0,4 \text{ МПа}.$$

Основной величиной, подлежащей при этом определению, обычно является критическая скорость восходящего потока (или так называемая скорость витания) – скорость течения жидкости, при которой твердые частицы остаются во взвешенном состоянии, а при превышении критической скорости потока частицы увлекаются вверх к устью скважины [84].

Общие потери гидравлического давления на всю систему скважины в кольцевом сечении скважины находим по формуле:

$$\Sigma \Delta P = \Delta P_{\text{кл}} + \Delta P_{\text{вст}} = 7,7 + 0,4 = 8,1 \text{ МПа}.$$

Расчеты проводились без учета потери давления в гидромониторных насадках устройства.

В данном разделе проведены расчеты потери давления и было выявлено, что установка винтового устройства незначительно повлияет на перепад давления в скважине. Исходя из расчетов данного устройства для очистки ствола скважины потеря давления на одно устройство составит 0,4 МПа.

Выбор угла наклона лопасти устройства выбирается исходя из ранее опубликованных статей и работ [83], а также с учетом промысловых данных по использованию специальных устройств по очистке ствола скважины.

Эксцентриситет между осями колонны и скважины способствует образованию застойной зоны, характеризующейся пониженной скоростью движения жидкости, что отрицательно влияет на выносную способность потока и снижает коэффициент вытеснения. Поэтому практический интерес представляет определение скорости потока при заданных давлениях у башмака колонны; в данном случае может быть принято равным давлению гидравлического разрыва пласта, а скорость восходящего потока должна контролироваться с учетом выноса выбуренной породы, а также достижения наибольшего коэффициента вытеснения. На рис. 25 отмечена область линейного развития волн (согласно (3)). Каждая из осредненных траекторий пузырей категорий 1 и 2 хорошо аппроксимируется квадратичной зависимостью на участке от 20 (т.е. сразу за областью линейного развития) до 70. Близость к квадратичному закону означает, что вершины пузырей движутся с постоянным ускорением. Для лидирующих пузырей средняя по всей совокупности траекторий величина ускорения составляет 59% от границы каверны (21% от ускорения на теоретической границе струи). Для категории 2 ускорение в 2,8 раза меньше. Следовательно, на этой не автотурбулентной нелинейной стадии развития неустойчивости фронт перемешивания движется подобно автотурбулентной (турбулентной) стадии с постоянным, но заметно большим ускорением [86]. Обратим внимание, что скорость «лидирующих» пузырей приближается к скорости изолированных (кривая 4).

Закон развития пузырей «аутсайдеров» сильно отличается от первых двух категорий. Видно, что он очень близок к закону развития нелинейных монохроматических возмущений. Для оценки интенсивности роста волн будем использовать осредненные значения амплитуд для волн первой и второй категорий (то есть для растущих волн) [86].

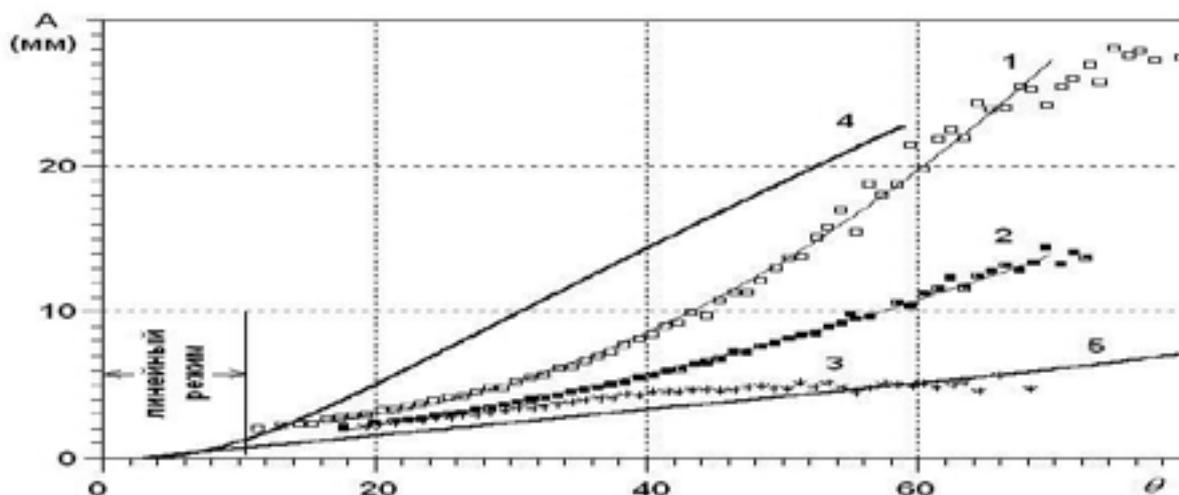


Рис. 25 - Зависимость осредненных амплитуд волн от угловой координаты

Проведен эксперимент на течение жидкости через оребренную поверхность устройства, было выделено, что потери давления при неподвижной бурильной колонне уменьшаются при увеличении шага спирали. При $\beta=8^{\circ}-19^{\circ}$ ($t=(21-11)D_T$) потери давления даже при неподвижной колонне мало отличаются от потерь давления гладких труб, а необходимый расход промывочной жидкости существенно меньше. При вращении оребренных труб с большим шагом потери давления существенно уменьшаются по сравнению с оребренной трубой малого шага и гладкой трубой. Это связано с тем, что при вращении оребренной трубы с большим шагом создается большая осевая скорость перемещения жидкости, что уменьшает перепад давления. Экспериментально установили рациональную геометрию оребренной трубы, равную 15 диаметрам трубы [83].

Применяя полученные экспериментальные данные [85] для бурения скважин, можно выделить, что при промывке будут образовываться наслоения шлама (прилипание частиц выбуренной породы к стенке скважины и бурильному инструменту), так как выбуренная порода имеет свою липкость, и образованная фильтрационная корка на стенке скважины также имеет свой показатель липкости, и он так же влияет на процесс наслоения шлама на стенках скважины. При наслоении выбуренной породы на стенках скважины происходит процесс их обтекания промывочной жидкостью, даже при высоких скоростях потока жидкости. Исходя из теории Прандтля, при промывке скважины необходимо резко изменять поток и создать перепад давления

жидкости, для того чтобы достичь угловой скорости закручивания потока жидкости (в процессе такого завихрения происходит изменение структуры потока жидкости, в котором не образуется ламинарный подслоя).

Толщина вязкого (ламинарного) подслоя может быть определена по эмпирической формуле [85].

$$\delta_{в.с} = 62,8 \Delta d Re^{-0,875}, \quad (28)$$

где Δd – разность диаметров ($D_c - d_n$), м.

Максимальный турбулентный поток и наибольшую длину потока (период затухания скорости), при котором отсутствует ламинарный подслоя жидкости в интервале устройства, получаем при следующем условии: угол лопасти шнека необходимо расположить под углом от 45 до 55° (при котором угол атаки жидкости является наиболее эффективным). Значение $Re < 100000$.

Наибольшая длина волны без учета вертикального сопротивления жидкости образуется при угле наклона лопасти 45° и скорости течения жидкости 80 м/с [87].

Рассчитать угол наклона, используя компьютерные программы, невозможно, так как при расчете необходимо учитывать течение многофазной жидкости и вынос твердой фазы, а большинство компьютерных программ не учитывают многофакторное внешнее влияние скважины. Расчет количества и внешний диаметр лопастей, диаметра и количество установленных насадок выбирался, исходя из создаваемого давления и качества очистки скважины, с использованием компьютерной программы Virtual Hydraulic, Hydraulic 2.5 и др.

Для выбора и обоснования диаметра насадок устройства было предложено несколько методов, которые основывались на идее, предполагающей возможность создания турбулентного восходящего потока во время прохождения бурового раствора через устройство и улучшение выноса выбуренного шлама из участка оседания шлама.

Расход жидкости в кольцевом пространстве, необходимый для выноса шлама, рассчитывается по формуле:

$$Q = v_n \cdot F_k, \quad (29)$$

где F_k – площадь поперечного сечения кольцевого пространства, м².

Так как расход бурового раствора Q у нас задан (12 л/с), то нам необходимо рассчитать скорость потока жидкости за колонной для выноса выбуренного шлама. Находим скорость потока жидкости по следующей формуле:

$$v_n = Q/F_k. \quad (30)$$

$$v_n = 0,012/3,23 \cdot 10^{-3} = 3,7 \text{ м/с},$$

$$F_k = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{уст}^2) = 0,785 (0,1456^2 - 0,130^2) = 3,23 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Находим скорость истечения жидкости из насадки устройства по формуле: [88]

$$v_{уст} = \frac{4Q}{\pi d_{нас}^2}, \quad (31)$$

где n – число насадок;

$d_{нас}$ – диаметр насадки, м;

Q – расход бурового раствора, м³/с.

$$v_{уст} = \frac{4 \cdot 0,012}{3,14 \cdot 8 \cdot 0,006^2} = 53,1 \text{ м/с}.$$

Падение давления вокруг устройства [89, 90]

$$P_{устр} = \frac{203,9 f L \gamma v^2}{(D_{скв} - d_n)}, \quad (32)$$

где v – скорость течения жидкости, м/с;

f – коэффициент трения;

γ – удельный вес бурового раствора, кПа/м;

$D_{скв}$ – диаметр скважины, м;

d_n – внешний диаметр устройства, м.

$$P_{устр} = \frac{203,9 \cdot 0,25 \cdot 8 \cdot 10,791 \cdot 3,7^2}{(0,1456 - 0,130)} = 3,86 \text{ МПа},$$

Для корректных расчетов необходимо определить режим течения бурового раствора в трубах, который определяем следующим способом [89]:

При промывке скважины буровым раствором режим течения определяется по критической скорости:

$$v_{кр} = 25 \sqrt{\frac{\tau_0 g}{\gamma}}, \quad (33)$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па;

γ – удельный вес, Н/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

$$v_{кр} = 25 \sqrt{\frac{12 \cdot 9,81}{1100 \cdot 9,81}} = 2,61 \text{ м/с}.$$

и средней скорости:

$$v = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (34)$$

где Q – расход жидкости, м³/с;

d – внутренний диаметр трубы, м.

$$v = \frac{4 \cdot 0,012}{3,14 \cdot 0,0691^2} = 3,20 \text{ м/с}.$$

Если $v > v_{кр}$, режим турбулентный; если $v < v_{кр}$ – раствор движется при структурном режиме. Следовательно, из равенства правых частей выражений (32) и (33) можем найти величину критического расхода.

$$Q_{кр} = 6,25 \pi d^2 \sqrt{\frac{\tau_0 g}{\gamma}} = 6,25 \cdot 3,14 \cdot 0,0691^2 \sqrt{\frac{12 \cdot 9,81}{1100 \cdot 9,81}} = 9,78 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с} \approx 9,8 \text{ л} / \text{с}.$$

Под $Q_{кр}$ понимается расход, ниже которого режим структурный, а выше – турбулентный. Так как расход жидкости в практике бурения скважин, как правило, более 10 л/с, то, решая данное уравнения, приходим к выводу, что в колонне бурильных труб доминирует турбулентный режим движения.

Для оптимизации размыва шламовых отложений при промывке скважины через насадки устройства по формуле В.М. Коновалова определена зависимость скорости размывающей струи v от расстояния до стенки скважины l [91]:

$$v = \frac{2,65 v_0 d_{скв}}{2,9 d_{скв} - l}, \quad (35)$$

где v_0 – скорость струи жидкости при выходе из насадок, м/с;
 $d_{скв}$ – диаметр скважины, м; l – расстояние, м.

Произведем расчеты по данной формуле:

$$v = \frac{2,65 \cdot 53,1 \cdot 0,1456}{2,9 \cdot 0,1456 - (0,1459 - 0,130)} = 52,3 \text{ м} / \text{с}.$$

Скорость струи при её ударе о стенку скважины. На рис. 26 показано, как происходит течение и столкновение струи жидкости со стенкой скважины при наклоне гидронасадки 45° по отношению к стенке скважины.

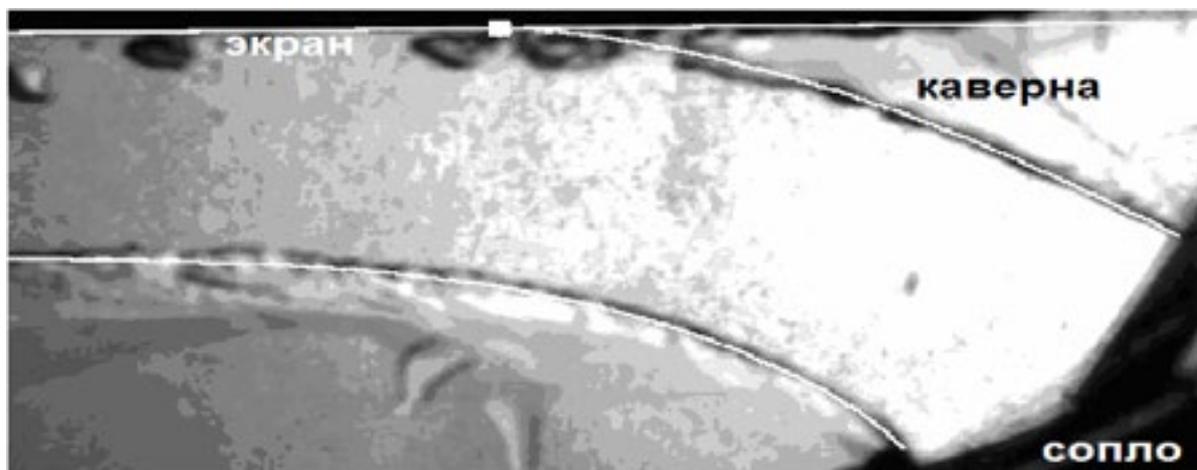


Рис. 26 - Пример течения жидкости из насадки при $\theta = 45^\circ$

На рис. 26 показано течение для $\theta = 45^\circ$, теоретические границы струи показаны белыми линиями, теоретическая точка присоединения каверны к экрану - белым квадратиком. Видно, что разрушение каверны происходит несколько выше этой точки и развивающиеся на границе каверны волны при разрушении каверны формируют пузырьковый след за каверной. Данный эксперимент подтверждает, что вынос оседающего шлама также происходит и за

счет установленных в устройство гидронасадок. Исходя из расчётов следует вывод, что при промывке скважины с установленными в устройство насадками не происходит кавернообразования и шламакопления, а следовательно, не происходит обрушения стенки скважины и снижается вероятность возникновения прихвата бурильной колонны в интервале установки устройства по отчистке ствола скважины и ликвидации прихвата бурильной колонны. На рис. 27 показано, как происходит распределение скорости потока жидкости при её выходе из насадки устройства.

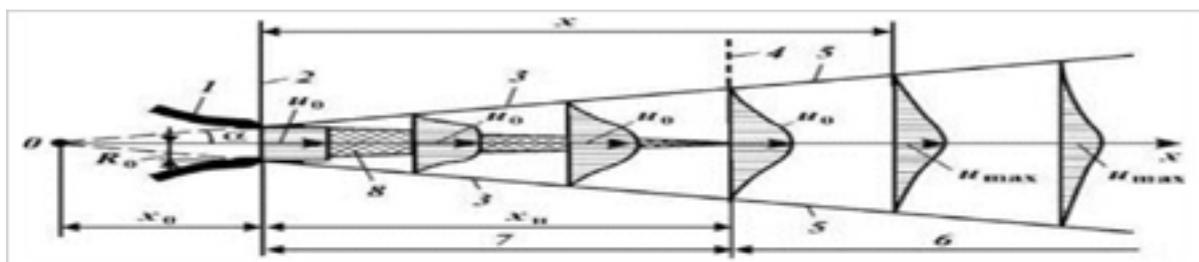


Рис. 27 – Распределение скорости потока, вытекающей из насадки устройства

Если струя жидкости, вытекающей из насадок, встречает на своем пути твердую преграду, она оказывает на нее давление, силу которого обычно называют силой воздействия струи на преграду или силой удара струи. Значение этой силы зависит от средней скорости и размеров поперечного сечения струи жидкости, формы и размеров преград и ее расположение по отношению к струе.

При расчетах силы воздействия струи, вытекающей из насадки устройства на стенку скважины под углом $45 - 55^\circ$ к оси устройства, используется следующая формула [85].

Как известно, мощность определяется выражением

$$N = Q\Delta p_y, \quad (36)$$

где Q – расход, $\text{м}^3/\text{с}$;

Δp_y – перепад давления в насадке устройства, $\Delta p_y = \rho v^2 / (2\mu^2)$, Па;

ρ – плотность, $\text{кг}/\text{м}^3$;

v – скорость истечения жидкости из насадок, $\text{м}/\text{с}$;

μ – коэффициент расхода ($0,025 \div 0,03$).

Для того чтобы определить необходимую скорость истечения жидкости из насадок устройства для качественной очистки ствола скважины от выбуренной породы, нам необходимо найти скорость витания частиц, а затем выбрать необходимый расход бурового раствора.

Подставляя в выражение (35) $\Delta p_y = \rho v^2 / (2\mu^2)$, получаем следующее соотношение:

$$N = Q \frac{\rho v^2}{2\mu^2}. \quad (37)$$

Скорость витания частиц для всех систем находится по формуле:

$$v_{\text{в}} = \sqrt{\frac{4}{3} \cdot \frac{(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{ж}}) d_{\text{ч}} g}{\rho_{\text{ж}} C_w}}, \quad (38)$$

где $\rho_{\text{ч}}$, $\rho_{\text{ж}}$ – плотность частицы шлама и жидкости (для расчетов принимаем $\rho_{\text{ч}} = 2500 \text{ кг/м}^3$, а $\rho_{\text{ж}} = 1100 \text{ кг/м}^3$), кг/м^3 ;

$d_{\text{ч}}$ – диаметр частицы (для расчетов принимаем $d_{\text{ч}} = 0,01 \text{ м}$), м ;

g – скорость свободного падения, м/с^2 ;

C_w – коэффициент сопротивления, $C_w = 24/\text{Re}$ ($\text{Re} = v_{\text{в}} d_{\text{ч}} \rho_{\text{ж}} / \mu$);

μ – вязкость жидкости (для расчетов принимаем $\mu = 0,015 \text{ Па} \cdot \text{с}$), $\text{Па} \cdot \text{с}$.

Для расчетов запишем формулу (38) в виде:

$$v_{\text{в}} = k \sqrt{d_{\text{ч}} \left(\frac{\rho_{\text{ч}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)}, \quad (39)$$

где $k = \sqrt{4g / (3C_w)}$, – постоянная Риттингера. Согласно многочисленным данным, при обтекании сферы потоком с числом $\text{Re} > 60$ коэффициент сопротивления $C_w = \text{const} = 0,44$, тогда

$$k = \sqrt{\frac{4g}{3C_w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 9,81}{3 \cdot 0,44}} = 5,45 \text{ м}^{1/2} / \text{с}.$$

Находим скорость витания частицы в скважине

$$v_{\text{в}} = k \sqrt{d_{\text{ч}} \left(\frac{\rho_{\text{ч}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)} = 5,45 \sqrt{0,01 \cdot \left(\frac{2500}{1080} - 1 \right)} = 0,62 \text{ м/с}.$$

(при плотности бурового раствора 1100 кг/м^3 , $v_{\text{в}} = 0,61 \text{ м/с}$). При этом $\text{Re} = v_{\text{в}} d_{\text{ч}} \rho_{\text{ж}} / \mu = 0,62 \cdot 0,01 \cdot 1100 / 0,015 = 454,7$ – данное значение в области, описываемой формулой (39).

Далее находим расход, необходимый для выноса шлама из кольцевого пространства; требуется задать скорость потока, превышающую скорость витания, т.е. чтобы скорость частицы $v_{\text{ч}}$ была больше нуля. На основании практических данных эту скорость принимают равной 20-30% скорости витания [92], т.е. $v_{\text{ч}} = (0,2 \div 0,3) v_{\text{в}} = 0,3 \cdot 0,62 = 0,186 \text{ м/с}$ (при плотности бурового раствора 1100 кг/м^3 , $v_{\text{ч}} = 0,183 \text{ м/с}$). Тогда для скорости потока $v_{\text{п}} = 0,62 + 0,186 = 0,81 \text{ м/с}$ ($0,79 \text{ м/с}$).

Условия для эффективного выноса выбуренной породы из интервалов оседания частиц в основном зависят от динамического давления, турбулентного потока (в интервалах с углами отклонения от вертикали от 44 до 56 градусов) и направления потока промывочной жидкости.

Повышение динамического давления потока жидкости на частицы способствует росту удаляющей силы. Его увеличивают, повышая отношение равлической мощности, подводимой к насадкам устройства [92].

При столкновении с преградой струя оказывает на неё давление с силой, определяемой в первую очередь расходом жидкости и её скоростью, но также зависящей от формы преграды и угла столкновения.

$$F = k \cdot Q \cdot v \cdot \rho = k \cdot S \cdot v^2 \cdot \rho, \quad (40)$$

где F - сила давления струи на преграду;

k - безразмерный коэффициент, зависящий от формы преграды и условий столкновения (коэффициент формы);

Q - объёмный расход жидкости, м³/с;

v - скорость струи, м/с;

ρ - плотность жидкости в струе, кг/м³;

S - площадь поперечного сечения струи (если сечения преграды меньше сечения струи, то следует брать площадь сечения преграды).

Расчет оптимальных диаметров насадок и потеря в них давления при циркуляции рассчитывались с использованием программного обеспечения компании MI – SWACO (Virtual hydraulic) и BAKER HUGHES «Hughes Christensen» (Bit Hydraulic).

Используя программу Bit Hydraulic, рассчитаем потери давления в насадках устройства и подберем оптимальный диаметр насадок. На рис. 28 представлены исходные данные для расчетов.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ					
Начало рейса (м):	2200,0	Расход (л/с):	12,0	Уд.вес р-ра (г/см ³):	1,10
Конечная глубина (м):	2600,0	Тип р-ра:	WBM	Пласт.вязкость(МПа/с):	15
Нар диаметр ОК (мм):	168,0	ΔР на забое/над забоем (МПа):	1,5	ДНС (Па):	12,0
Внд диаметр ОК (мм):	152,0	Потери в ВЗД (МПа), на забоем:	2,5		
Башмак ОК (м):	2300,0	Потери в ТС и Яссе (МПа):	1,5		
Название	Ø нар (мм)	Ø вн (мм)	Длина (м)	Насадка #1 (1/32 дюйма)	6
Бурильные трубы:	89,0	73,00		Насадка #2 (1/32 дюйма)	6
				Насадка #3 (1/32 дюйма)	6
				Насадка #4 (1/32 дюйма)	6
УБТ	120,7	63,5	5,1	Насадка #5 (1/32 дюйма)	6
УБТ	121,0	58,0	9,5	Насадка #6 (1/32 дюйма)	6
ТБЛК Ø89 (G-105)	88,9	66,1	25,26	Насадка #7 (1/32 дюйма)	6
НСМ5042Х	130,0		8	Расч. TFA (sq. in)	0,193
				Зад. TFA (sq. in)	

Рис. 28 – Исходные данные для расчетов потери давления в насадках устройства

После ввода значений, при которых будет работать устройство, были получены расчетные значения, представленные на рис. 29.

Исходя из расчетов следует следующее заключение, что при расходе 0,012 м³/с и диаметре насадок 6 мм будет создаваться необходимая скорость и гидравлическая энергия для создания турбулентного потока в интервале установки устройства, при котором будет отсутствовать оседание выбуренного шлама в горизонтальной проекции скважины.

Гидравлика на глубине: 2 200 м						
		Ø нар. (мм)	Ø вн. (мм)	Скорость течения БТ/ОК (м/с)	Скорость течения БТ/откр. ствол (м/с)	
HCM504ZX	8,0 м	130,00 x	n/a			
ТБ/К Ø89 (G-105)	25,3 м	88,90 x	66,10	60,3	101,9	
УБТ	9,5 м	121,00 x	58,00	108,3	405,8	
УБТ	5,1 м	120,70 x	63,50	107,4	393,2	
Буровые трубы	2 152,1 м	89,00 x	73,00	60,4	102,1	
Общие потери внутри труб: 13,01 Мпа					Потери на долоте: 5,64 Мпа	
Общие потери в затрубье: 3,85 Мпа					Гидрэнергия долота: 4,4 л.с./л.др.джем	
P на стойке "над забоем": 16,86 Мпа					Скорость истечения из насадок: 96,2 м/с	
P на стойке "на забое": 19,36 Мпа					Сила воздействия струи: 129,4 кг	
					Приведенная плотность раствора: 1,278 г/см³	

Гидравлика на глубине: 2 600 м						
		Ø нар. (мм)	Ø вн. (мм)	Скорость течения БТ/ОК (м/с)	Скорость течения БТ/откр. ствол (м/с)	
HCM504ZX	8,0 м	130,00 x	n/a			
ТБ/К Ø89 (G-105)	25,3 м	88,90 x	66,10	60,3	101,9	
УБТ	9,5 м	121,00 x	58,00	108,3	405,8	
УБТ	5,1 м	120,70 x	63,50	107,4	393,2	
Буровые трубы	2 552,1 м	89,00 x	73,00	60,4	102,1	
Общие потери внутри труб: 13,56 Мпа					Потери на долоте: 5,64 Мпа	
Общие потери в затрубье: 5,06 Мпа					Гидрэнергия долота: 4,4 л.с./л.др.джем	
P на стойке "над забоем": 18,61 Мпа					Скорость истечения из насадок: 96,2 м/с	
P на стойке "на забое": 20,11 Мпа					Сила воздействия струи: 129,4 кг	
					Приведенная плотность раствора: 1,334 г/см³	



Labels	Values	Percent
Манифольд - 0%	0,05	0%
Инструмент - 19%	3,80	19%
КНБК - 0%	0,06	0%
Т/сист - 7%	1,50	7%
Мотор - 20%	4,00	20%
Затруб - 25%	5,06	25%
Устройство - 28%	5,64	28%
Total:	20,11	

Распределение потерь давления в системе

Рис. 29 – Выведенные расчетные значения потери давления в насадках устройства и элементах КНБК

Для проверки воспользуемся специализированной компьютерной программой, которая используется компанией MI – SWACO (Virtual hydraulic), для расчетов гидравлической программы в проектах по очистке скважины. Данная программа позволяет рассчитать следующие значения: определять режимы течения бурового раствора в буровой колонне и в кольцевом пространстве скважины; рассчитывать гидродинамические потери давления в скважине и эк-

вивалентную циркуляционную плотность бурового раствора на заданной глубине; оценивать эффективность очистки скважины от шлама с учетом его природы и размера, профиля скважины, эксцентриситета расположения буровой колонны в скважине, подачи насосов и скорости вращения ротора; рассчитывать величины депрессии/репрессии на пласт при спускоподъемных операциях и устанавливать оптимальные условия СПО; рассчитывать профиль плотностей бурового раствора по глубине скважины и эквивалентную статическую плотность бурового раствора на заданной глубине.

Высокая достоверность гидродинамических прогнозов VIRTUAL HYDRAULICS позволяет не только оптимизировать режим промывки бурящейся скважины, улучшить качество ее очистки от выбуренной породы и увеличить скорость проходки, но и обеспечивает дополнительные возможности для планирования безопасного и экономически выгодного строительства скважин любой сложности. Результаты компьютерного моделирования параметров устройства представлены на рис. 30.

Из рисунка следует, что при циркуляции промывочной жидкости её эквивалентная плотность увеличилась с 1190 до 1310 кг/м³. Эксцентricность компоновки низа буровой колонны без устройства составила 0,22, что снижает величину выноса шлама, а с устройством – 0,13, что значительно улучшает очистку скважины, слой шлама при этом составляет не более 1,79 мм. Следовательно, применение устройства заметно улучшает способность очистки скважины от шлама в прихватоопасных интервалах скважины. Все вышеполученные значения показывают улучшения степени очистки скважины при расходе 0,012 м³/с. Для примера ниже приведены расчеты при тех же условиях, но без установки устройства в горизонтальном участке (рис. 31).

Следовательно, эффективное действие устройства заметно на всех участках ствола скважины.

По итогам компьютерного моделирования построены графики изменений потерь давления в скважине, при установленном устройстве в горизонтальном интервале скважины 1800 – 2451 м (рис. 32).

Из графика видно, что потеря давления в заколонном пространстве завышена на 12 бар. Остальные параметры незначительно влияют на степень очистки ствола скважины.

Проведем расчеты изменения давления в зависимости от скорости подачи жидкости (рис. 33).

Из рис. 32 и 33 следует, что при установленном устройстве увеличилась скорость течения жидкости в месте его установки с 2 до 4 м/с, что улучшило степень очистки скважины с 70 % до 81% при низких расходах промывочной жидкости. В результате компьютерного моделирования получены оптимальные геометрические размеры устройства: наружный диаметр устройства - 130 мм, внутренний диаметр цилиндрических насадок - 6 мм, угол наклона лопасти шнека - 47° (± 2) (рис. 34), габаритные размеры приведены в таблице 12.

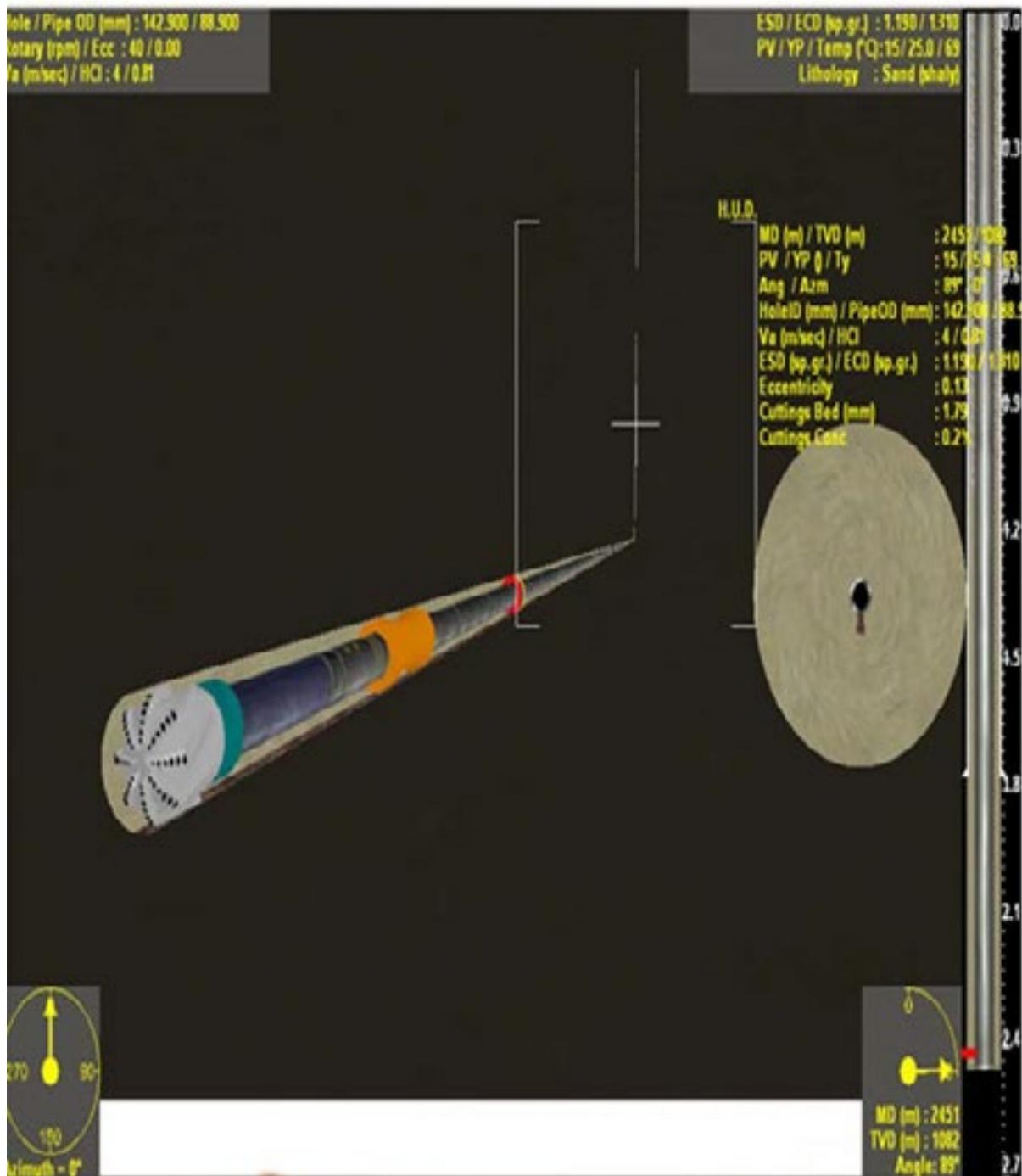


Рис.30 – Результаты компьютерного моделирования процесса промывки скважины:

- Hole/Pipe OD (mm) – скважина/ наружный диаметр трубы (мм);
- Rotary (rpm) / Ecc – вращение ротором (об/мин)/эксцентricность;
- Va (m/sec)/HCI – скорость течения жидкости (м/с)/ показатель очистки скважины;
- ESD/ECD (sp.gr.) specific gravity – статическая/ циркуляционная плотность (удельный вес);
- PV/YP/Temp (°C) – пластическая вязкость/ динамическое напряжение сдвига/ температура (°C);
- Lithology: sand – литология: песок;
- MD (m)/ TVD (m) - глубина по стволу/ вертикальная глубина (м);
- Ang/Azm – угол/ азимут; Cuttings Bed (mm) – слой выбуренной породы (мм);
- Cuttings Conc – концентрация выбуренной породы

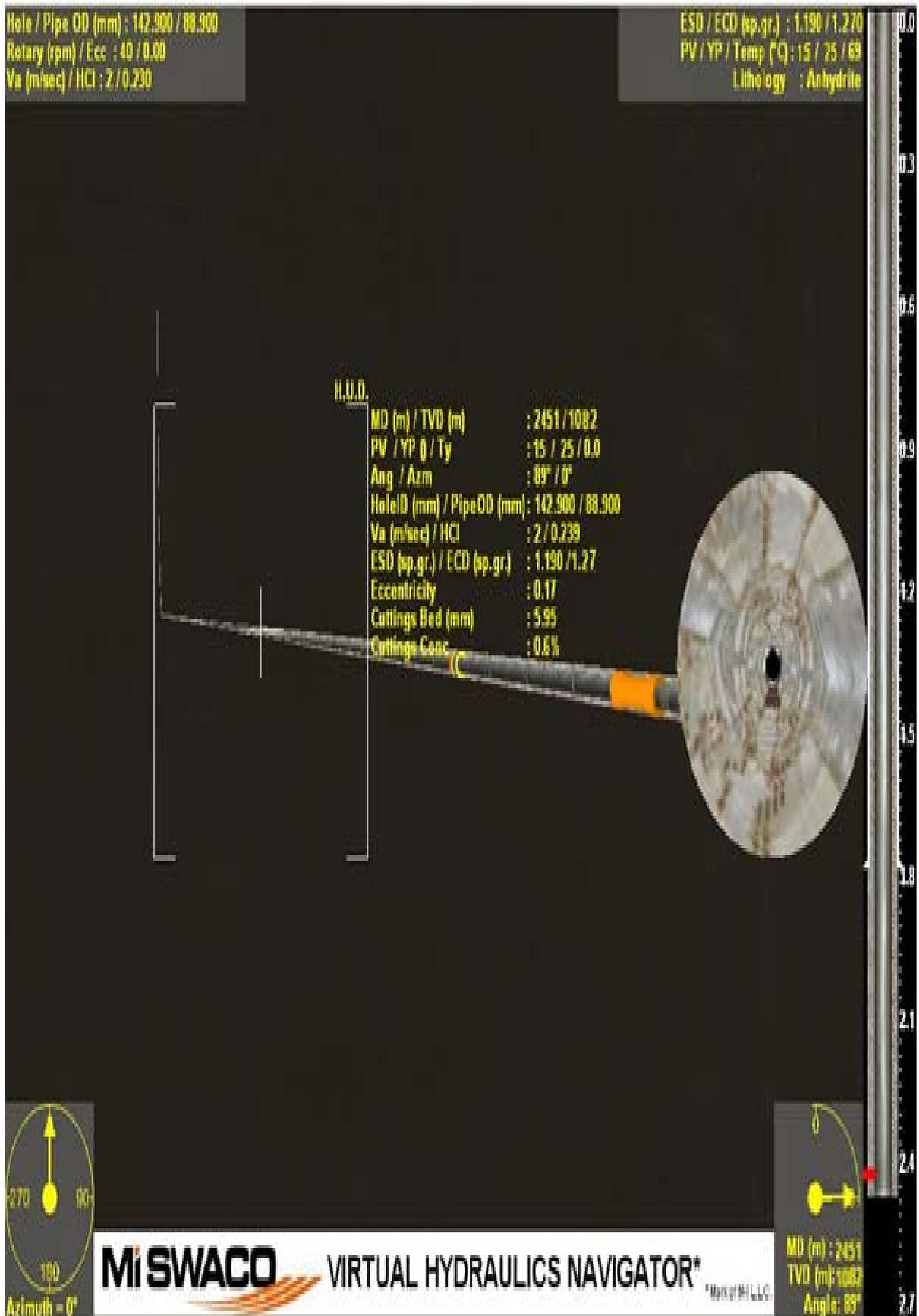


Рис. 31 – Результаты компьютерного моделирования процесса промывки скважины без установленного устройства в КНБК

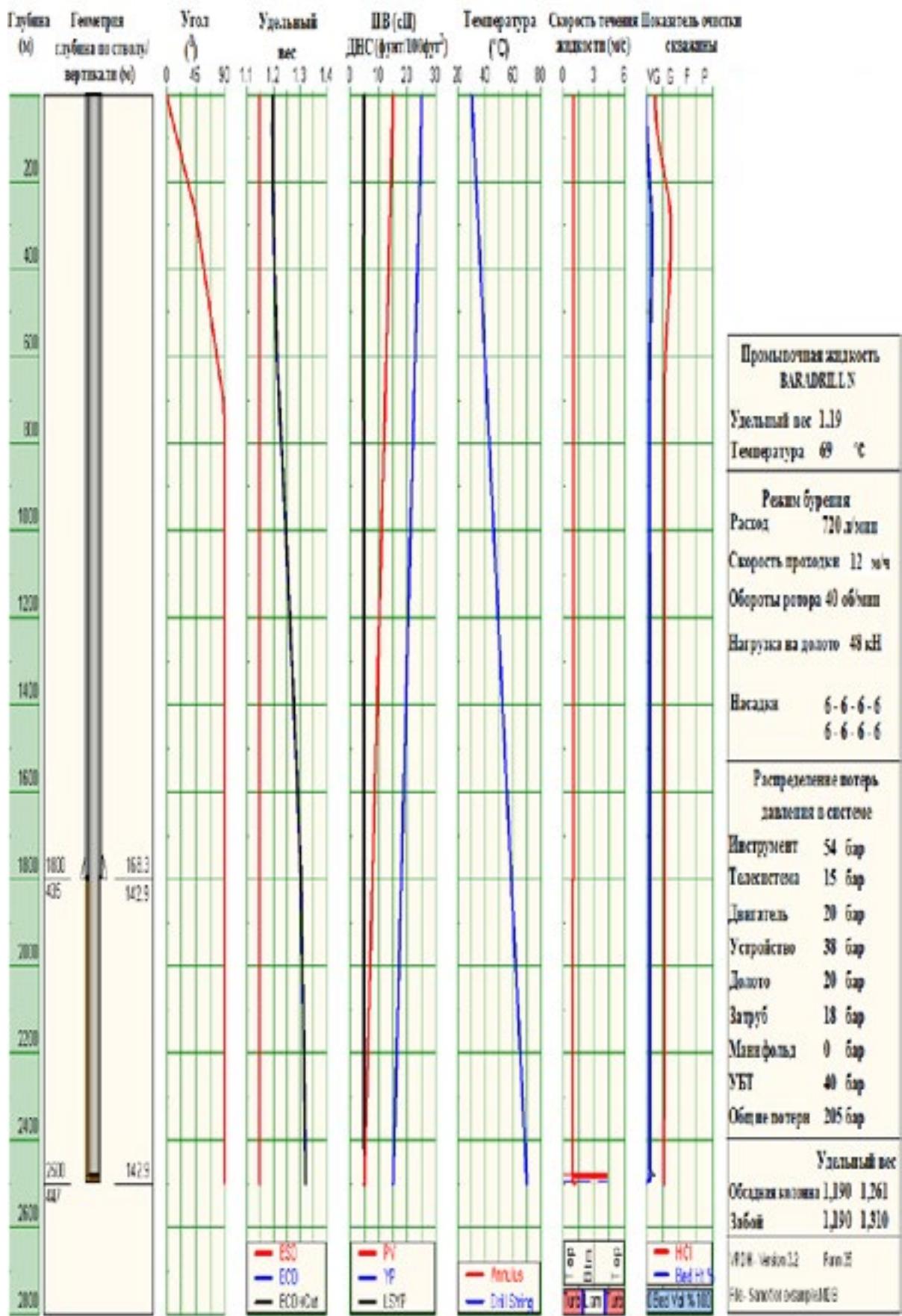


Рис. 32 – График потерь давлений в скважине

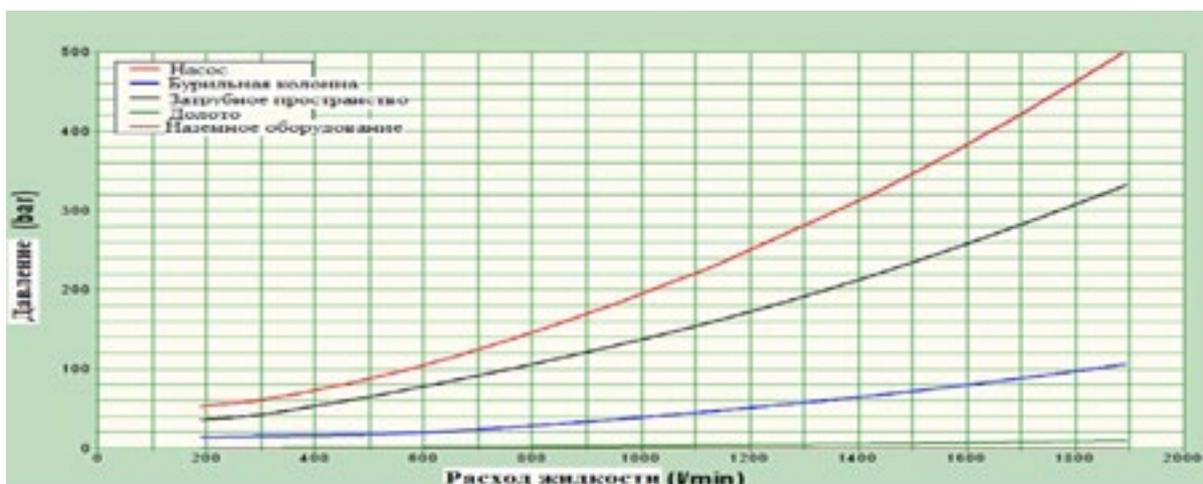


Рис. 33 – График изменения давления с увеличением расхода жидкости

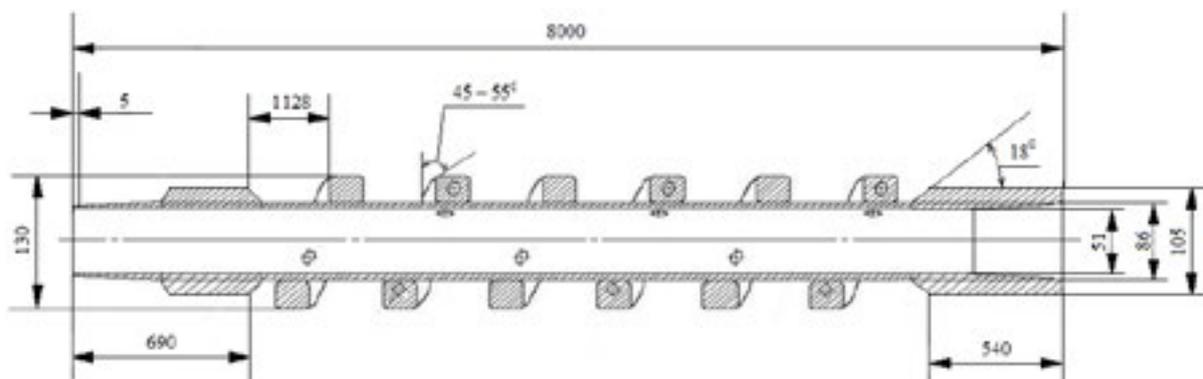


Рис. 34 – Схема устройства для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны

Таблица 12

Размеры устройства для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны

Размерные характеристики устройства	
Наружный диаметр / длина устройства	89 / 8000 мм;
Диаметр / длина спиральной части	130 / 6700 мм;
Муфта диаметр/ длина	105 / 540 мм;
Ниппель диаметр/ длина	105 / 690 мм;
Угол наклона спирали	45 - 55 ⁰ (±2 ⁰)
Угол наклона насадок	45 - 55 ⁰ (±2 ⁰)
Диаметр гидравлических насадок	6 – 12 мм;
Количество насадок	8 шт;
Толщина спирали	30 мм;
Шаг спирали	1128 мм;
Количество витков	4 – 6
Резьба ГОСТ Р 50864 (спец. 7)	3-86 (NC 31)

С использованием расчетных данных, полученных при расчетах на компьютерных программах компании MI – SWACO и Baker Hughes, была построена модель устройства для очистки ствола скважины и ликвидации прихвата бурильной колонны.

Принцип действия устройства заключается в следующем. При течении потока жидкости в результате возникающей центробежной силы происходит дополнительная турбулизация потока промывочной жидкости, что предотвращает оседание шлама на образующей поверхности скважины. Установленные гидравлические насадки в устройстве предотвращают образование сальников между витками шнека и оседание шлама в местах контакта устройства со стенкой скважины. В случае возникновения прихвата бурильной колонны его можно ликвидировать, провернув бурильную колонну по часовой стрелке до предельно допустимого момента на свинчивание наиболее слабого элемента компоновки бурильной колонны.

Разработанное устройство способствует эффективному выносу бурового шлама, уменьшению площади контакта инструмента со стенкой скважины и сохраняет эксцентричность бурильной колонны при бурении скважины. Такое устройство разработано и предложено к использованию в производстве буровых работ.

При разработке противоприхватной КНБК были учтены исследования Sifferman и Kenny, которые привели к следующим выводам в отношении режимов течения при различных зенитных углах [93]. Труднее всего обеспечить качественную очистку при зенитных углах от 45° до 55° . Шлам и бурильная колонна лежат на нижней стенке скважины. Эксцентричное расположение бурильной колонны приводит к тому, что скорость потока, обтекающего оседающий шлам и слои шлама, очень низка. Поэтому необходимо использовать буровой раствор, способный эффективно очищать скважину под эксцентрично расположенной бурильной колонной. Для этого необходим такой профиль скоростей этого бурового раствора, при котором скорость потока под эксцентрично расположенной бурильной колонной была бы максимально высокой, а конечная скорость оседания шлама – как можно более низкой [93, 85]. Предлагается установить разработанное устройство по очистке скважины от шлама, которое позволит удалять шлам из под данного устройства в любых углах наклона скважины. За счет своей конструктивной шнековой особенности и установленных в лопасти шнека насадок, устройство способствует созданию дополнительного турбулентного потока, который вдвое увеличивает скорость выходящего потока, необходимого для удаления плотно упакованного шламообразования.

Расчёт течения промывочной жидкости в эксцентричном кольцевом канале. Эксцентриситет e определяется как расстояния между осью наружной трубы и осью стенки скважины (рисунок 35) [83, 85]:

$$e = OO_1. \quad (41)$$

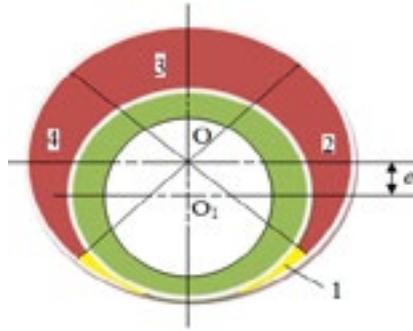


Рис. 35 – Схема для расчета течений в эксцентричном канале

При этом возможны два случая расположения труб по величине эксцентриситета

$$2e < d_n \quad \text{и} \quad 2e > d_n. \quad (42)$$

Случай $e = 0$ соответствует концентрично расположенным трубам. Если внутренняя труба касается стенки скважины, то они расположены с предельным эксцентриситетом.

Для расчетов течений в эксцентричном канале применим метод Ма-клина и др. [94]. Предполагаем, что течение в эксцентричном кольцевом канале можно заменить течениями в конечном числе секторов концентричных кольцевых каналов и труб, движение в которых происходит независимо под действием общего перепада давления ΔP , и расчет для каждого сектора средней скорости v_i и соответственно расход Q_i можно вести отдельно. При этом в соседних секторах могут существовать различные режимы движения (ламинарные, турбулентные), а в некоторых движение может отсутствовать (застойные зоны). Эксцентричный канал, образованный внешней и внутренней окружностями O и O_1 , заменяется секторами условных концентричных каналов следующим образом. Эксцентричный канал разбивается секторами окружности O на 2κ равные части, которые, в свою очередь, заменяются секторами условных концентричных каналов.

Условный диаметр внутренней окружности i -го сектора берем удвоенное расстояние от центра O (рисунок 36) до точки пересечения биссектрисы сектора с внутренней окружностью реального кольцевого канала, который согласно обозначениям (рисунок 36) будет равен:

$$d_i = 2 \left(e \cos \psi_i + \sqrt{\frac{d_n^2}{4} - e^2 \sin^2 \psi_i} \right); \quad (43)$$

$$\psi_i = \frac{\pi(i-1)}{\kappa}, \quad i = 1, 2, \dots, 2\kappa,$$

где ψ_i - угол, определяющий положение биссектрисы i -го сектора реального канала, рад.

Для концентричных каналов получены следующие формулы для вычисления перепада давлений по известному расходу Q :

для ламинарного режима вязкой жидкости

$$\Delta p = \frac{64}{\text{Re}} f(\delta) \frac{\rho Q^2 L}{2d_c F_k^2} = f(\delta) \frac{8\eta Q}{d_c F_k} \frac{4L}{d_c}; \quad (44)$$

для турбулентного режима в гидравлически гладких трубах ($\text{Re} > \text{Re}_{\text{кр}}$)

$$\Delta p = \lambda \frac{\rho Q^2}{2d_c F_k^2} L, \quad (45)$$

где $\lambda = \frac{0,334}{\sqrt[4]{\text{Re}}}$ при $\lambda > 0,025$.

Для остальных чисел Re ($\text{Re} > 3,2 \cdot 10^4$) примем $\lambda = 0,025$.

Особенность эксцентричного канала в том, что в разных секторах могут одновременно существовать различные режимы течения, и справедлива одна из формул для ламинарного или турбулентного течения. Переходный режим, при котором сопротивления несколько ниже, чем при турбулентном, включим в турбулентный режим, тем самым несколько завышая потери давления.

Рассмотрим течение ВПЖ в эксцентричном канале. В секторах, где отсутствует течение, обусловленные касательными напряжениями силы больше или равны силам давления. Поэтому условие отсутствия движения запишем в виде:

$$\tau_0 \pi (d_c - d_i) L \geq \Delta p \pi \frac{(d_c^2 - d_i^2)}{4} \quad (46)$$

или

$$\frac{4\tau_0}{(d_c - d_i)} \geq \frac{\Delta p}{L}. \quad (47)$$

Из формулы (47) следует, что в секторах, для которых будут застойные зоны.

$$d_i \geq \frac{d_c - 4\tau_0 L}{(\Delta p)}, \quad (48)$$

Таким образом, по известному Δp можно определить размеры застойных зон, а также расходы Q_i в соответствующих секторах. При этом в каждом секторе будет расход $Q_i F_{c i} / F_i$, где $F_{c i}$ – площадь сектора; F_i – площадь соответствующего кольцевого пространства.

При вычислении перепада давления Δp расходы в секторах нам неизвестны, поэтому методика вычисления Δp с помощью последовательных приближений будет состоять в следующем. Нам известен общий расход через все секторы.

Для каждого сектора находим параметры:
число Хедстрема

$$He = \frac{\tau_0 d^2 \rho}{\eta^2}, \quad (49)$$

критическое число Рейнольдса

$$Re = 2100 + 7,3 He^{0,58}, \quad (50)$$

критическое число Сен – Венана

$$S_{кр} = \frac{He}{Re}. \quad (51)$$

Для расчета критического перепада давлений используем формулу:

$$\Delta p_{кр} = \frac{4\tau_0 L}{\beta_{кр} d}. \quad (52)$$

Определяем интервал поиска искомого перепада давлений, беря в качестве крайних пределов Δp значения:

$$(\Delta p)_1 = \Delta p_{кр} / 2; \quad (\Delta p)_2 = \Delta p_{кр}. \quad (53)$$

Для ламинарного течения вязкой жидкости используем следующую формулу:

$$Q_i = \frac{\Delta p F_i (d_c - d_i)^2}{f(\delta) 32 \eta L} = \Delta p \Lambda_i, \quad (54)$$

где $\Lambda_i = \frac{F_i (d_c - d_i)^2}{f(\delta) 32 \eta L}$ - постоянная для вязкости жидкости данного сектора с площадью F_i .

для ВПЖ:

$$Q_i = \frac{\tau_0 (d_c - d_i) F_i}{S \eta} = \frac{1}{S_i} C_i \quad (55)$$

где $C_i = \frac{\tau_0 (d_c - d_i) F_i}{\eta}$ - постоянная для ВПЖ данного сектора;

S_i - находится по заранее вычисленному

$$\beta_i = \frac{\tau_0}{\Delta p} \frac{4L}{(d_c - d_i)} = \frac{B_i}{\Delta p},$$

где $B_i = \frac{4\tau_0 L}{(d_c - d_i)}$ - постоянная для ВПЖ данного сектора.

Для турбулентного течения вязкой жидкости:

$$Q_i = \Delta p^{4/7} T_i, \quad (56)$$

где $T_i = 2,78 \left[\frac{(d_c - d_i)^5}{\rho^3 \eta L^4} \right]^{1/7} F_i$, откуда получаем $Q_i = \Delta p^{1/2} A_i$,

где $A_i = 7,02 (d_c - d_i)^{3/2} (d_c + d_i) / (\rho L)^{1/2}$.

При этом область применения формулы (52) $\Delta P_{кр} < \Delta P < \Delta P_n$, где ΔP_n определяется для каждого сектора соотношением:

$$\Delta p_{кр} = \lambda \frac{\rho Q^2 L}{2 d_c F^2} = \lambda \text{Re}^2 \frac{\eta^2 L}{2 \rho d_c} = 12,8 \cdot 10^6 \frac{\eta^2 L}{\rho d_c^3}, \quad (57)$$

где $\text{Re} = \frac{\rho Q d_c}{\eta F} = 3,2 \cdot 10^4$; $\lambda = 0,025$.

По вышеописанной методике произведем расчеты.

Определяем перепад давления при движении промывочной жидкости в кольцевом канале с предельным эксцентриситетом на длине $L = 8$ м при следующих исходных данных: $Q = 0,012$ м³/с, $d_c = 0,1456$ м (диаметр истинный 0,1429 м, с учетом кавернозности 1,02, диаметр скважины равняется 0,1456 м), $d_n = 0,130$ м, $\tau_0 = 12$ Па, $\eta = 0,015$ Па·с, $\rho = 1100$ кг/м³, $\varepsilon \leq 3\%$ (заданная точность).

Разобьем кольцевой канал (рисунок 36) на 4 сектора, т.е. $k = 2$. Как видно из рисунка 36, предельный эксцентриситет вычисляем по формуле:

$$e = \frac{(d_c - d_n)}{2} = \frac{(0,1456 - 0,130)}{2} = 0,0078 \text{ м.}$$

По формуле (43) найдем условные диаметры секторов.

Найдем также все остальные условные параметры секторов: гидравлические диаметры $d_c = d_c - d_i$, площади $F_{kl} = \pi(d_c^2 - d_i^2)/4$, числа He_i , $Re_{кри}$, $S_{кри}$, $\Delta p_{кри} / L = 4 \tau_0 / d_{ci} \beta_i$, а β_i определяем по графику [85, (рис. 6.7)].

Для первого сектора ($i = 1$)

$$\psi_1 = \frac{\pi(1-1)}{2} = 0;$$

$$d_1 = 2 \left(0,0078 \cos 0 + \sqrt{\frac{0,130^2}{4} - 0,0078^2 \sin^2 0} \right) = 0,1456 \text{ м};$$

$$d_{c1} = 0,1456 - 0,1456 = 0, \text{ площади } F_{k1} = \pi(d_c^2 - d_i^2)/4 = 0.$$

Для случая, когда раствор попадает в пространство между стенкой скважины и основания шнека, то рассчитываем по формулам

если ψ_0 (угол, определяющий положение биссектрисы i -го сектора реального канала) нам известно (45°), то

$$d_1 = 2 \left(0,0205 \cos \frac{\pi}{6} + \sqrt{\frac{0,130^2}{4} - 0,0205^2 \sin^2 \frac{\pi}{6}} \right) = 0,045 \text{ м};$$

$$d_c = d_{ш} - d_1 = 0,130 - 0,045 = 0,085 \text{ м};$$

$$\text{площадь } F_{k1} = \pi(d_{ш}^2 - d_{осн}^2)/4 = 3,14(0,130^2 - 0,089^2)/4 = 7,04 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

число Хедстрема

$$He = \frac{12 \cdot 0,085^2 \cdot 1100}{0,015^2} = 4,24 \cdot 10^5;$$

критическое число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot (4,24 \cdot 10^5)^{0,58} = 1,55 \cdot 10^4;$$

критическое число Сен – Венана

$$S_{кр} = \frac{He}{Re_{кр}} = \frac{4,24 \cdot 10^5}{1,55 \cdot 10^4} = 27,35;$$

число Сен – Венана

$$S = \frac{\tau_0 d_z F}{\eta Q} = \frac{12 \cdot 0,085 \cdot 0,007}{0,015 \cdot 0,012} = 39,6;$$

число Рейнольдса

$$Re = \frac{He}{S} = \frac{4,24 \cdot 10^5}{39,6} = 1,07 \cdot 10^4;$$

Для расчета критического перепада давлений используем формулу:

$$\Delta p_{кр} = \frac{4\tau_0 L}{\beta_{кр} d_z} = \frac{4 \cdot 12 \cdot 8}{0,62 \cdot 0,085} = 0,73 \cdot 10^4 \text{ Па}.$$

Так как $Re = 1,07 \cdot 10^4 < Re_{кр} = 1,55 \cdot 10^4$, то режим течения в концентричном канале ламинарный.

Данный расчет указывает, что необходимо устанавливать насадки на лопасти шнека для создания дополнительного потока, который будет образовывать турбулентный поток под устройством и выносить из под устройства накопившийся выбуренный шлам.

Проводим расчеты для второго сектора. По формуле 43 найдем условный диаметр 2-го сектора ($i = 2$), предварительно вычислив по формуле 43 угол

$$\psi_2 = \frac{\pi(2-1)}{2} = \frac{\pi}{2};$$

$$d_2 = 2 \left(0,0078 \cos \frac{\pi}{2} + \sqrt{\frac{0,130^2}{4} - 0,0078^2 \sin^2 \frac{\pi}{2}} \right) = 0,02 \text{ м}.$$

Вычисляем гидравлический диаметр и условную площадь

$$d_r = d_c - d_2 = 0,1456 - 0,02 = 0,126 \text{ м};$$

$$F_{к2} = \pi(d_c^2 - d_2^2) / 4 = 3,14 (0,1456^2 - 0,02^2) / 4 = 0,016 \text{ м}^2.$$

Найдем следующие значения:

число Хедстрема

$$He = \frac{12 \cdot 0,126^2 \cdot 1100}{0,015^2} = 9,31 \cdot 10^5;$$

критическое число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot (9,31 \cdot 10^5)^{0,58} = 2,32 \cdot 10^4;$$

критическое число Сен – Венана

$$S_{кр} = \frac{He}{Re_{кр}} = \frac{9,31 \cdot 10^5}{2,32 \cdot 10^4} = 40,12.$$

Согласно кривой 2 (рис. 6.7) [85], при $S_{кр} = 40,12$ значение $\beta = 0,63$.

Найдем величины $\Delta P_{кр}$, $\Delta P_{п}$, A и T :

Для расчета критического перепада давлений используем формулу:

$$\Delta p_{кр} = \frac{4\tau_0 L}{\beta_{кр} d_z} = \frac{4 \cdot 12 \cdot 8}{0,63 \cdot 0,126} = 0,48 \cdot 10^4 \text{ Па};$$

$$\Delta p_{п} = 12,8 \cdot 10^6 \frac{L \eta^2}{\rho d_z^3} = 12,8 \cdot 10^6 \frac{8 \cdot 0,015^2}{1100 \cdot 0,126^3} = 1,05 \cdot 10^4 \text{ Па};$$

$$A = 7,02(d_c - d_2)^{3/2}(d_c + d_2)/(\rho L)^{1/2} = \frac{7,02 \cdot (0,1456 - 0,02)^{3/2} (0,1456 + 0,02)}{(1100 \cdot 8)^{1/2}} = 5,52 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 \cdot \text{Па}^{-0,5} / \text{с};$$

$$T = 2,78 \left[\frac{(d_c - d_2)^5}{\rho^3 \eta L^4} \right]^{1/7} F_{к2} = 2,78 \left[\frac{(0,1456 - 0,02)^5}{1100^3 \cdot 0,015 \cdot 8^4} \right]^{1/7} \cdot 0,016 = 2,79 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 \cdot \text{Па}^{-0,5} / \text{с}.$$

В 4-м секторе из-за симметрии условные параметры d_g , F_k , He , $Re_{кр}$, $S_{кр}$, $\beta_{кр}$, $\Delta p_{кр}$, а следовательно, и расход Q те же, что и во 2-м секторе.

Рассчитаем параметры в 3-м секторе по приведенным выше формулам.

В результате получим $\psi_4 = \pi$; $d_4 = 0,019$ м; $F_{к3} = 0,0163 \text{ м}^2$; $He = 9,46 \cdot 10^5$, $Re_{кр} = 2,34 \cdot 10^4$, $S_{кр} = 40,4$, $\beta_{кр} = 0,64$, $\Delta p_{кр} = 0,47 \cdot 10^4 \text{ Па}$, $\Delta p_{п} = 1,03 \cdot 10^4 \text{ Па}$, $A = 5,54 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 \cdot \text{Па}^{-0,5} / \text{с}$; $T = 2,86 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3 \cdot \text{Па}^{-0,5} / \text{с}$.

Поскольку каждый сектор является четвертой частью воображаемого кольцевого пространства, то расход Q в эксцентричном канале будет равен: $Q = Q_1/4 + Q_2/4 + Q_3/4 + Q_4/4$. Так как $Q_1 = 0$, $Q_2 = Q_4$, то $4Q = 2Q_2 + Q_3$.

Для того чтобы найти Δp в эксцентричном канале, определим диапазон его поиска $\Delta p_k / 2 < \Delta p < \Delta p_k$, где Δp – перепад давления в кольцевом канале с эксцентриситетом, равным 0.

Найдем Δp_k при $e = 0$. Для этого определим гидравлический диаметр d_z и F_k :

$$d_z = d_c - d_n = 0,1456 - 0,089 = 0,056 \text{ м};$$

$$F_k = \pi(d_c^2 - d_n^2) / 4 = 3,14 (0,1456^2 - 0,089^2) / 4 = 0,01 \text{ м}^2.$$

Вычислим числа:

число Хедстрема

$$He = \frac{12 \cdot 0,056^2 \cdot 1100}{0,015^2} = 1,83 \cdot 10^5;$$

критическое число Рейнольдса

$$Re_{кр} = 2100 + 7,3 \cdot (1,83 \cdot 10^5)^{0,58} = 1,04 \cdot 10^4;$$

число Сен – Венана

$$S = \frac{\tau_0 d_z F}{\eta Q} = \frac{12 \cdot 0,056 \cdot 0,01}{0,015 \cdot 0,012} = 37,3;$$

число Рейнольдса

$$Re = \frac{He}{S} = \frac{1,83 \cdot 10^5}{37,3} = 0,5 \cdot 10^4.$$

Так как $Re = 0,5 \cdot 10^4 \leq Re_{кр} = 1,04 \cdot 10^4$, то режим течения в концентричном канале ламинарный.

Согласно кривой 2 (рис. 6.7) [85], при $S = 37,3$ значение $\beta = 0,61$.

Для расчета критического перепада давлений используем формулу:

$$\Delta p_{к} = \frac{4\tau_0 L}{\beta_{кр} d_c} = \frac{4 \cdot 12 \cdot 8}{0,61 \cdot 0,056} = 1,12 \cdot 10^4 \text{ Па}.$$

Таким образом, перепад давления $\Delta p_{к}$ в эксцентричном канале следует искать в диапазоне

$$0,5 \cdot 10^4 \text{ Па} = \Delta p_{к} / 2 < \Delta p < \Delta p_{к} = 1,12 \cdot 10^4 \text{ Па}.$$

После определения максимального и минимального перепада давления на устройстве при течении жидкости через устройство в горизонтальной скважине. Было установлено, что установка данного устройства так важна при бурении горизонтальных скважин.

Рассчитаем потери на устройстве при циркуляции бурового раствора без учета потери давления в насадках устройства.

$$\Delta p_{кп} = \frac{4\tau_0 L_{ин}}{\beta_{кр} (d_c - d_n)} = \frac{4 \cdot 12 \cdot 8}{0,61 \cdot (0,1456 - 0,130)} = 0,4 \text{ МПа}.$$

Определяем расход промывочной жидкости, обеспечивающий очистку забоя и вынос шлама в затрубном пространстве к устью скважины.

По известному значению средней скорости течения жидкости в затрубном пространстве $v_{к}$ определяется расход промывочной жидкости Q , необходимый для выноса шлама:

$$Q = \frac{\pi}{4} (d_c^2 - d_n^2) v_{к}, \quad (58)$$

где d_c – диаметр скважины, м;

d_n – минимальный наружный диаметр труб бурильной колонны, м.

Так как расход жидкости, необходимый для очистки скважины, у нас уже известен, то мы известное значение Q уточняем проверкой условия, обеспечивающего очистку забоя скважины от шлама ($a = 0,5$ для турбинного бурения).

$$Q \geq a \frac{\pi}{4} d_c^2, \quad (59)$$

$$Q \geq 0,5 \frac{\pi}{4} 0,1456^2;$$

$$12 \geq 8,32.$$

Из расчетных данных следует, что расход жидкости для очистки скважины достаточный для выноса выбуренного шлама, но на практике этого недостаточно для выноса его из скважины с большими отходами угла от вертикали. На производстве в основном используют дополнительное расхаживание бурильного инструмента и прокачивание tandemных пачек бурового раствора для

улучшения очистки скважины. Однако при проведении этих вспомогательных операций увеличивается вероятность получить желоб, наработанный постоянными спуско-подъемными операциями и обвал стенок скважины, что в результате может привести к возникновению осложнений при бурении.

Разработанное устройство по очистке скважины и ликвидации прихвата бурильной колонны не снижает эффективность очистки скважины при его эксцентричном расположении. Эксцентричность трубы и концентрация шлама у нижней стенки скважины искажает профиль потока. Жидкость у верхней стенки обладает большей скоростью, чем поток, преодолевающий препятствия у нижней стенки скважины. Это создает трудности при передаче раствором энергии, необходимой для выноса шлама. Более вытянутый профиль ламинарного потока гораздо менее эффективен в предотвращении образования накоплений шлама и очистке от них в скважинах с большим углом, чем более плоский профиль турбулентного потока. Устройство рекомендуется использовать при максимально возможном расходе бурового раствора без вращения инструмента ротором и снижения механической скорости бурения скважины.

Компоновка для бурения скважины с установленным устройством по очистке скважины (патент на полезную модель RU №109496, авторы: Кузнецов В.Г., Липатов Е.Ю.) от шлама и ликвидации прихвата бурильной колонны представлена на рис. 36.

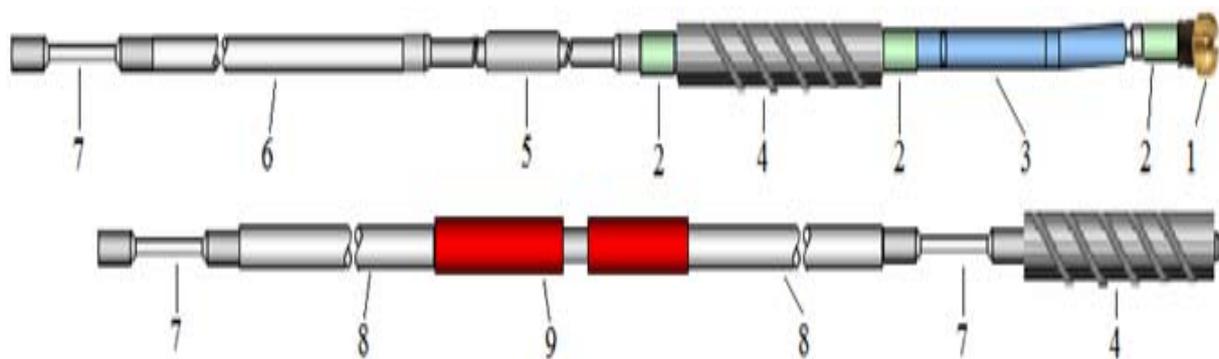


Рис. 36 – КНБК для бурения прихватоопасных интервалов скважины:
 1 - долото; 2 - переводник; 3 - забойный двигатель;
 4 - устройство для очистки скважины; 5 - немагнитная УБТ; 6 - телесистема;
 7 - стальные бурильные трубы; 8 - толстостенные бурильные трубы; 9 – ясс

Далее проведем расчёты КНБК, используя компьютерное моделирование. Итоги расчетов представлены на рис. 37.

Проанализировав данные (из рис. 37), можно заметить, что с увеличением расхода растет и динамическая плотность бурового раствора (от 1,190 до 1310 г/см³), то есть при расходе 0,012 м³/с и диаметре скважины 142,9 мм улучшается 20 % вынос выбуренного шлама.

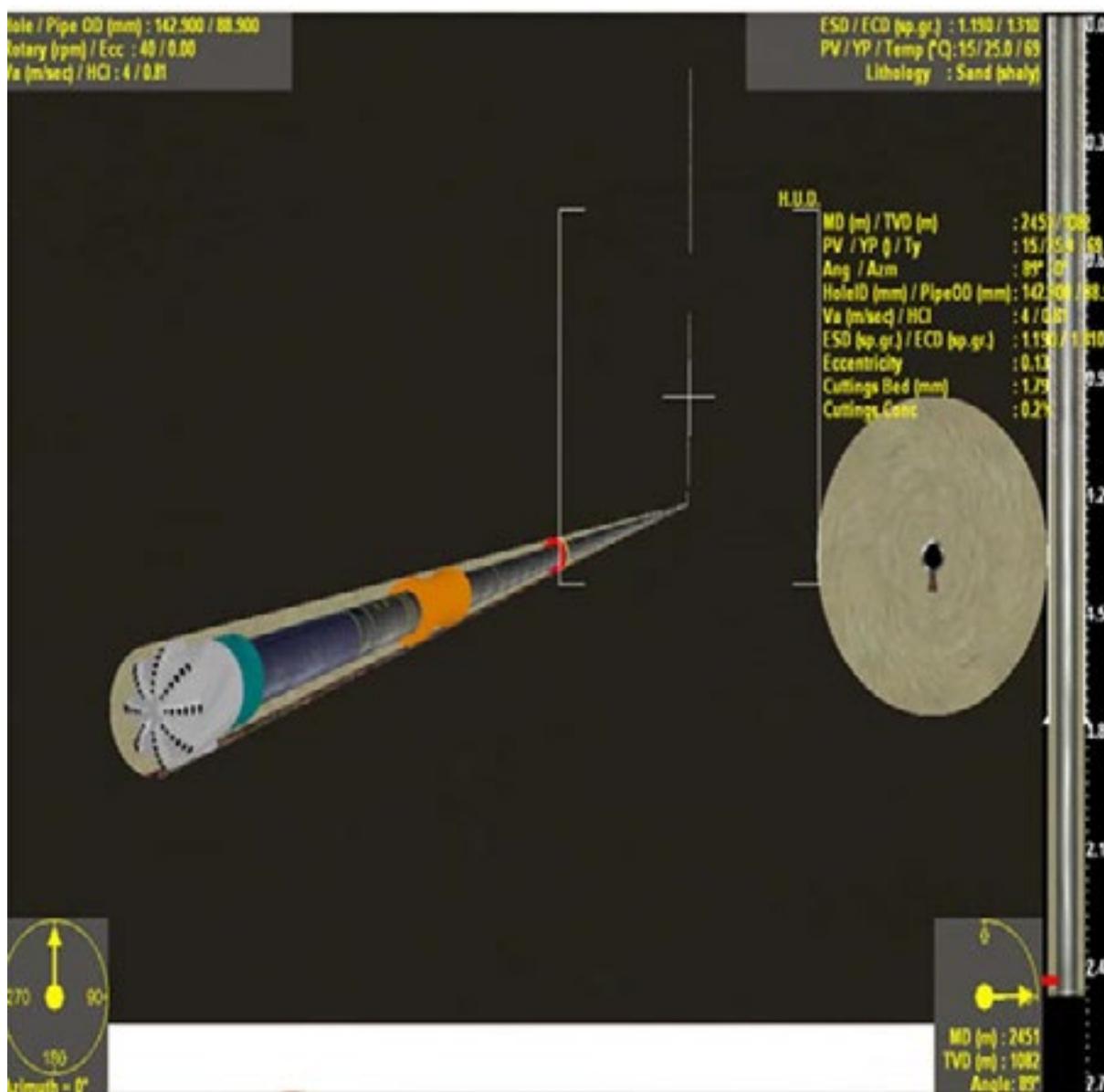


Рис. 37 – Результаты компьютерного моделирования процесса промывки скважины

Далее построим график (рисунок 38) зависимости перепада и потери давления в циркуляционной системе при установке устройства в интервале скважины с углом 90° .

Из рисунка 38 следует, что при установленном устройстве в КНБК увеличилась скорость течения жидкости в месте его установки с 2 до 4 м/с, что улучшило степень очистки скважины с 70 % до 81% при расходе промывочной жидкости $0,012\text{ м}^3/\text{с}$.

Разработанное устройство повышает качество очистки скважины от шлама, расширяет функциональные возможности и позволяет ликвидировать прихват бурильной колонны за счет создания турбулентного потока и дополнительной скорости потока жидкости.

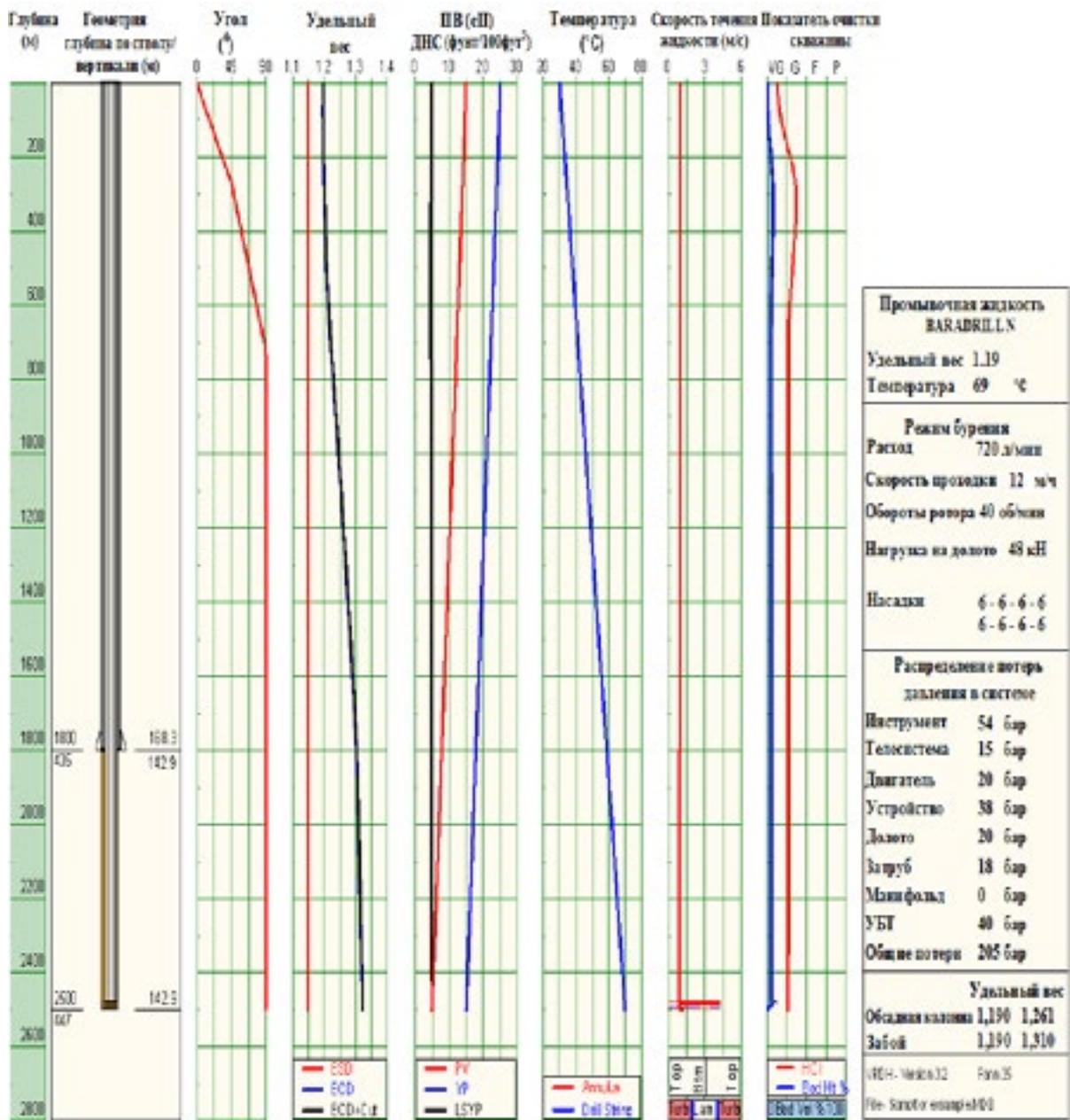


Рис. 38 – График потерь давлений в скважине

Использование данного устройства позволит сократить время бурения и предотвратить сужения ствола скважины и снизить вероятность возникновения прихвата буровой колонны при бурении скважин на нефть и газ.

Решая задачи относительно гидравлики устройства, невозможно рассчитать некоторые позиции, исходя из того, что влияние многих внешних факторов невозможно учесть, а именно, где будет использоваться устройство (в какой внешней среде и с какой плотностью и вязкостью бурового раствора). Это не позволяет учесть и рассчитать с высокой вероятностью гидравлические параметры устройства, поэтому все расчеты сделаны приближенно, так как не математическим, не при помощи компьютерных программ, основанных на конечных элементах, невозможно просчитать устройство.

2.3 Разработка методик для определения вида прихвата бурильной колонны и последовательности первоочередных действий по его ликвидации

Проведя сбор и обработку промысловых данных, было установлено, что тенденция прихватов бурильной колонны не снижается. Однако в результате значительного влияния геологических условий, которые очень трудно контролировать и которыми невозможно управлять, даже при соответствующей технологии имеется вероятность возникновения осложнений и аварий, иногда неизбежных. Поэтому необходимо не только прогнозировать осложнения и управлять технологией, но и снизить возникновение аварий, обеспечить возможность своевременного принятия мер по предупреждению и ликвидации аварии.

При возникновении аварии, связанной с прихватом колонны, требуется незамедлительное принятие решения по его ликвидации. В настоящий момент отсутствуют экспресс-методы по определению причин возникновения прихвата бурильной колонны и методы ликвидации. Определение причины осложнения при бурении, распознавание начала их возникновения обеспечивают возможность своевременного принятия таких мер, которые предупредят дальнейшее развитие осложнения и позволят его ликвидировать с самого начала.

В результате анализа промысловых данных и научных трудов [2, 3, 6, 9, 95] была разработана схема для определения вида прихвата бурильной колонны (рис. 39), исходя из условия и признаков возникновения прихвата. Применение разработанной методики на практике позволит уменьшить вероятность возникновения прихвата бурильной колонны при бурении последующих скважин.

Проанализировав статистику ликвидации прихватов бурильной колонны и принятия первоочередных действий по их ликвидации [2, 3, 6, 9, 95], было установлено, что отсутствуют методы ликвидации прихвата бурильной колонны, и много времени затрачивается на принятие решения ликвидации прихвата. Бездействие при ликвидации прихвата приводит к его осложнению.

Причиной осложнения прихвата бурильной колонны является отсутствие выполнений последовательных указаний и несвоевременное применение буровым персоналом первоочередных действий его ликвидации. Из практики известно, что оставление бурильной колонны без движения более 5 – 20 мин может привести к осложнениям при ликвидации прихвата бурильной колонны.

Для выполнения последовательных мер и снижения появления у бурового персонала ошибок при ликвидации прихвата бурильной колонны была разработана методика первоочередных действий по его ликвидации, которая представлена на рис. 40. Предложенная схема способствует последовательному и координируемому проведению работ, сокращает время и финансовые затраты на ликвидацию прихвата. Схему можно использовать в любых районах ведения работ при ликвидации прихвата бурильной колонны.

Критерием для сравнительной оценки эффективности способов ликвидации прихватов бурильной колонны принимается время, затраченное на ликвидацию прихвата, которое определяется с учетом проведения необходимых операций при производстве работ (расхаживание и определение зоны прихвата, подготовка агента ванны, его закачивание и продавливание, время воздействия или сборка и спуск ясса, соединение с прихваченными трубами, промывка, работа яссом и др.).

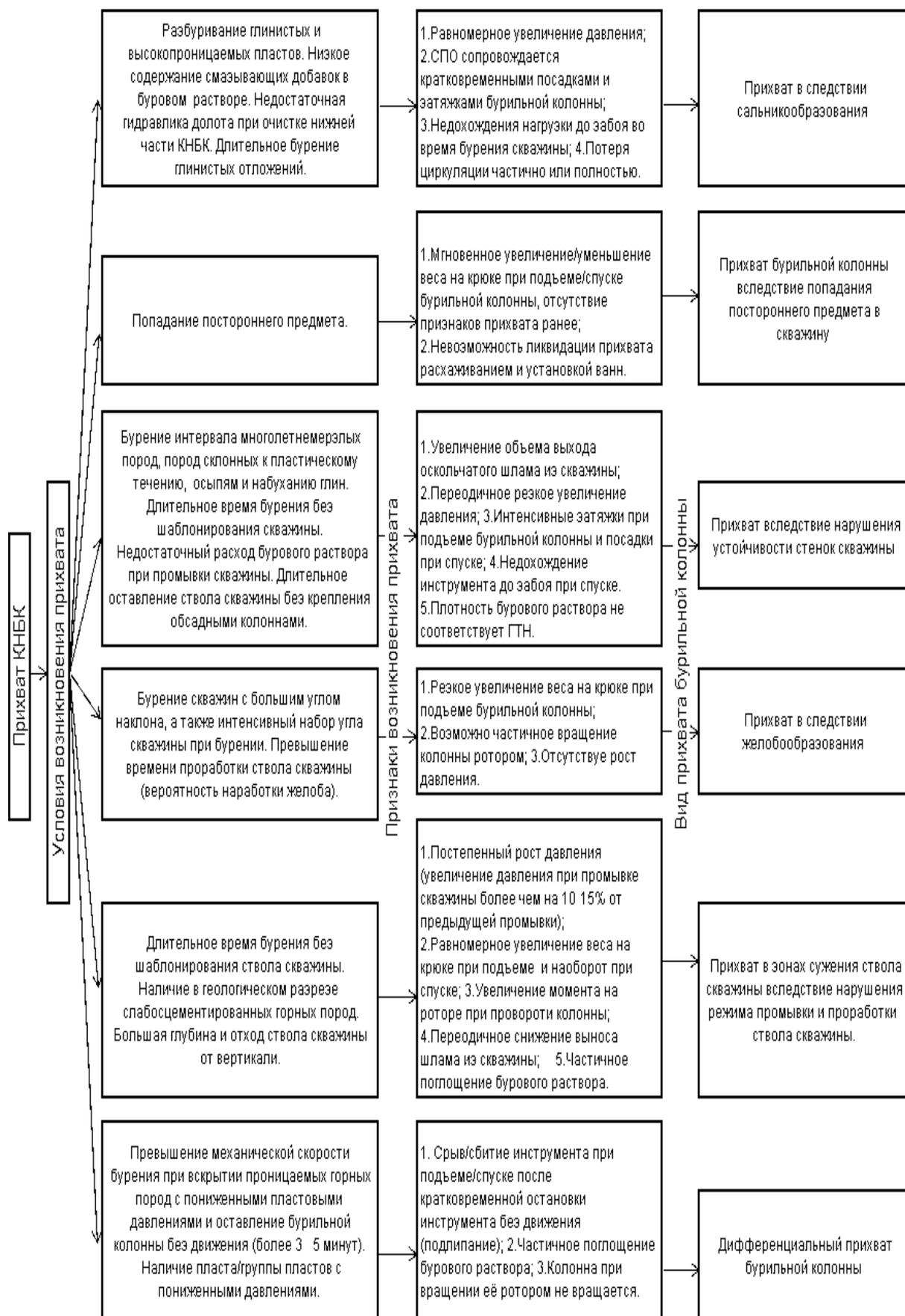


Рис. 39 – Схема определения вида прихвата буровой колонны

Выводы по разделу

1. Обоснованы и предложены методики для определения границ прихватоопасных интервалов участков скважины, что на стадии проектирования строительства скважины предусматривает подбор противоприхватных КНБК и промывочных жидкостей, а также позволит сократить затраты и продолжительность времени на бурение скважин.

2. На основании сделанных выводов было разработано устройство в КНБК для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны на горизонтальном участке скважины.

3. Разработанное устройство способствует эффективному выносу бурового шлама, уменьшению площади контакта инструмента со стенкой скважины и сохраняет эксцентричность бурильной колонны при бурении скважины. Такое устройство разработано и предложено к использованию в производстве буровых работ.

4. Для выполнения последовательных указаний и исключения ошибок персонала при ликвидации прихвата бурильной колонны были разработаны методики для определения вида прихвата бурильной колонны и первоочередных действий его ликвидации. Разработанные методики применяются как экспресс-методы определения вида прихвата бурильной колонны и их можно использовать в любых районах ведения буровых работ.

3 ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ПРИХВАТООПАСНЫХ ИНТЕРВАЛАХ

Несмотря на многолетний опыт проводки наклонно направленных и скважин с горизонтальным окончанием, вопросы их эффективной промывки изучены недостаточно. Нет общепринятой методики расчета необходимых параметров промывочных жидкостей, не в полной мере при экспериментальных исследованиях учитывались необходимые критерии подобия.

Все это обуславливает необходимость более глубокого теоретического и экспериментального изучения процессов транспортирования шлама, предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны при проводке скважины.

3.1 Постановка задач и методики проведения эксперимента

В разделе рассматриваются эксперименты по подбору буровой промывочной жидкости для бурения скважин в прихватоопасных условиях Среднего Приобья, где для обработки полученных результатов применяются методы математической статистики.

Основное количество экспериментов, которые проводятся с производственной и научной целью, имеет характер исследования случайных величин. При этом в одном случае в относительно постоянных условиях определяются параметры и их статистические характеристики, которые чаще всего нужны при испытании промывочных жидкостей. В другом случае исследуется процесс, имеющий несколько факторов, причем колебание каждого фактора оказывает определенное влияние на результат процесса; перед проведением исследования стоит задача подобрать такое сочетание факторов, чтобы результат процесса оказался оптимальным.

Задача исследования. Исследовать влияние на свойства промывочной жидкости температуры, давления и различных химических добавок. Выделить влияющие свойства промывочной жидкости на возникновение прихвата бурильной колонны. Предложить рецептуру промывочной жидкости с оптимальными параметрами фильтрационных и смазывающих свойств для бурения скважин на месторождениях Среднего Приобья в прихватоопасных интервалах.

Методика проведения экспериментов:

1. Дать описание используемых приборов.

Экспериментальные исследования проводятся на оборудовании компании FANN по принятой методике АНИ (API 13A и API 13B-1) [97]:

Общие лабораторные исследования по стандарту АНИ позволяют определить плотность, рН-показатель, фильтрат, толщину корки и реологические

свойства бурового раствора. Для исследований были использованы приборы: фильтр-пресс FANN (установка № 30201 с CO₂ под давлением, стандарт АНИ), оффшорный тестовый комплект OFI, фильтр-пресс НТНР (рассчитанный на высокие давление и температуру, серия 387), вискозиметр Марша №201 и мерная кружка №202 компании Фанн, цифровой счетчик рН № 60006, набор реторта (50мл, №210463), вискозиметр (модель 35).

Специальные исследования:

Исследования закупоривающей способности (РРА) – эксперимент на оптимизацию состава кольматанта (мраморной крошки) для временного закупоривания порового пространства керновых пород. Варьированием соотношения мраморной крошки различной крупности добиваются минимально возможных значений фильтрации через керновый материал. Особое внимание уделяется спуртовой (мгновенной) фильтрации. Исследование проводится с использованием искусственных кернов или фильтров, вырезанных из предоставленного скважинного кернового материала.

Исследования на определение склонности породы к набуханию (Model 2000 Linear Swell Meter) – позволяют оценить ингибирующий потенциал системы раствора для минимизации набухания породы.

Определение трения проводим с применением НР лубриситиметра компании FANN, который определяет коэффициент трения промывочной жидкости на границе металл/металл. В образцы растворов вводились аликвоты присадки до достижения требуемых концентраций. Определялись коэффициенты трения на границе металл/металл буровых промывочных жидкостей с данным типом присадки с помощью НР лубриситиметра компании FANN при приложении силы 150 фунтов/дюйм с помощью динамометрического ключа к вращающемуся под действием крутящего момента наружному кольцу подшипника. В образцы буровых растворов с различными концентрациями смазки вводилась выбуренная порода в соотношении 2% по объему (Покурская свита, глубина 1480-1500м) аликвоты присадки до достижения требуемых концентраций, далее определялись коэффициенты трения на границе металл/металл буровых промывочных жидкостей с данным типом присадки с помощью НР лубриситиметра компании FANN при приложении силы 150 фунтов/дюйм.

Липкость определялась с применением дифференциального тестера для оценки «прихвата», модель 21150 FANN. Данный прибор предназначен для оценки прихвата, а также эффективности обработки раствора или использования специальной жидкости для уменьшения вероятности прихвата. При проведении эксперимента учитывается как вязкость бурового раствора, так и его способность к образованию глинистой корки на стенке скважины. Коэффициент способности к образованию прихвата определяется с помощью испытания с фиксирован-

ным временем фильтрации 30 мин и перепадом давления 3,29 МПа. Коэффициент липкости на границе металл/фильтрационная корка буровых промывочных жидкостей с данным типом присадки определялся с помощью дифференциального тестера компании FANN при приложении силы с помощью динамометрического ключа к вращающемуся под действием крутящего момента наружному кольцу подшипника.

2. Анализ условий бурения скважин.

Проведя анализ промысловых данных месторождения Среднего Приобья по пробуренным скважинам, выявлены условия для проведения исследования. Лабораторные исследования проводились при интервалах варьирования параметров: температуры промывочной жидкости 70 и 90 °С, давления от 14 до 18 МПа, пористости искусственного керна 20 мкм ($20 \cdot 10^{-6}$ м). В процессе эксперимента менялись компонентные составы соотношения кольматанта 40/40 и 40/50 кг/м³, полимеров 0,7 и 1,5 кг/м³ и смазывающей добавки LUBRIOL от 1 до 3%.

3. Выделить влияющие факторы промывочной жидкости на возникновение прихвата бурильной колонны.

По общности факторов, приводящих к возникновению прихватов бурильной колонны, и характеристики удерживающих усилий прихваты подразделяются на три категории [3, 98, 99]: дифференциальные прихваты, возникающие из-за перепада давления в зоне проницаемых отложений; прихват бурильной колонны, причиной возникновения которых являются изменения геометрии (формы) ствола скважины; прихват бурильной колонны, возникающий по причине закупорки (обвала) в скважине.

Отсюда выделены влияющие факторы на возникновения прихвата бурильной колонны: сидиментационные свойства, водоотдача, мгновенная и общая фильтрация, кольматационная способность, сила трения и липкость фильтрационной корки.

4. Выбор параметров регулирования свойств промывочной жидкости – виды и количество вводимых химических реагентов.

Для регулирования параметров свойств промывочной жидкости выделено количество и виды вводимых химических реагентов: кольматант (от 40/40 до 50/40 кг/м³), полимерные добавки (от 0,7 до 1,5 кг/м³) и смазки (от 1 до 3%).

5. Обоснование параметров оптимизации. В качестве параметра оптимизации рекомендуется обобщенный критерий желательности.

6. Выбор и обоснование методики исследований [100].

Для различных видов исследования применяются соответствующие методы планирования эксперимента и обработки материалов. Выбран метод факторного эксперимента. Факторный эксперимент связан с варьированием одновременно всех рассматриваемых факторов с проверкой достоверности результатов математико-статистическими методами.

На основе изложенного материала предлагается схематическая классификация проведения эксперимента (рис. 41), которая обеспечит определенную систему при рассмотрении различных подходов к определению объема эксперимента.



Рис. 41 – Классификация экспериментов по их назначению

Прежде чем переходить к изложению подходов к расчету объема экспериментов, подробнее остановимся на том положении, что оценка математического ожидания отличается от собственного математического ожидания на какую-то величину ε .

Теория вероятности позволяет установить эту величину в зависимости от выбранной степени вероятности. В дальнейшем с тем, чтобы не путать искусную вероятность при качественном исследовании показателя со степенью вероятности, последнюю мы будем называть степенью надежности [100].

7. Проведение экспериментальных исследований по выделенным промывочным жидкостям.

7.1. Приготовить промывочную жидкость для исследования.

7.2. Провести экспериментальные исследования промывочной жидкости по стандарту АНИ, который позволит уменьшить область исследуемых промывочных жидкостей.

7.3. Провести экспериментальные исследования с выделением подходящих промывочных жидкостей для бурения скважин в прихватоопасных условиях.

Экспериментальные исследования проводятся с привлечением метода планирования эксперимента. На первом этапе целесообразно использовать план трехуровневый, ортогональный, рототабельный матрицы. Ортогональность позволяет впоследствии двигаться по градиенту, пропорционально коэффициентам линейной модели, и независимо интерпретировать результаты исследований. Рототабельность обеспечивает гарантированное равенство дисперсии при движении в любом направлении от центра эксперимента. Всем этим требованиям удовлетворяет главная полуреплика факторного эксперимента 2^{3-1} с генерирующим соотношением: $x_1 \cdot x_2 : x_3 = 1$. Переход от натуральных выражений к кодированным производится по формуле [98]

$$x_k = \frac{x_n - x_{oc}}{J}, \quad (60)$$

где x_n – натуральное выражение;
 x_{oc} – кодированное выражение;
 J – интервал варьирования.

8. Обработка результатов исследований [101].

Обработка результатов экспериментальных исследований производится следующим образом.

8.1. По каждому опыту определяется обобщенный критерий желательности (D) и его среднее значение (\bar{D}).

Обобщенный показатель качества или обобщенная функция желательности D определяется как среднегеометрическое значение частных желательностей, т.е.

$$D = \sqrt[n]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \dots \cdot d_n}. \quad (61)$$

Частные желательности d_i определяются с учетом характера ограничений, накладываемых на этот или иной показатель регламентными документами, экспертными оценками и личным опытом исследователя. В случае двухстороннего ограничения частные желательности имеют вид:

- для свойств, желательность которых с увеличением показателя сначала возрастает, а затем уменьшается:

$$d_n = \exp\left[-\left(|y^*|\right)^n\right]; \quad (62)$$

- для свойств, желательность которых с увеличением показателя сначала уменьшается, затем увеличивается:

$$d_n = 1 - \exp\left[-\left(|y^*|\right)^n\right], \quad (63)$$

где y^* - кодированное значение рассматриваемого показателя.

При одностороннем ограничении показателей в случае, когда желательность монотонно возрастает,

$$d_n = \exp\left[-\exp(-y^*)\right], \quad (64)$$

в обратном случае

$$d_n = 1 - \exp\left[-\exp(-y^*)\right]. \quad (65)$$

Связь кодированного параметра с натуральным при двухстороннем ограничении задается в виде:

$$y^* = \frac{2y - (y_{\max} + y_{\min})}{y_{\max} - y_{\min}}, \quad (66)$$

где y_{\max}, y_{\min} - максимальное и минимальное значения рассматриваемого показателя y_i в соответствии с накладываемыми ограничениями.

Показатель степени n в формулах (64) и (65) определится по заданной желательности (принимается $d = 0,95$) и соответствующему ей заданному значению кодированного параметра по формуле:

$$n = \frac{\ln \cdot \ln \cdot d^{-1}}{\ln \cdot (y^*)}; \quad (67)$$

- в случае одностороннего ограничения связь кодированного параметра с натуральным задается в виде полинома

$$y^* = a_0 + a_1 y \quad (68)$$

или

$$\hat{Y}_{1,2,3} = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_2 + a_3 X_3 \quad (69)$$

Определение коэффициентов a_0, a_1, a_2, a_3 в уравнениях (68) или (69) производится следующим образом:

- задается 2 или 3 значения желательности по уравнению (64) или (65), рассчитываются соответственно кодированные показатели y_i^* ;

- заданным частным желательностям задаются 2 или 3 значения натуральных показателей;

- составляется система из 2-х или 3-х уравнений и решается относительно a_0, a_1, a_2, a_3 .

Уравнения (65), (66), или (67) с численными значениями коэффициентов используются для расчета значений y^* , рассчитываются частные желательности согласно выражениям (62), (63), (64), (65). По выражению (61) рассчитывается обобщенный показатель качества для каждого бурового раствора.

8.2. Определяется дисперсия воспроизводимости по формуле:

$$S_{(D)}^2 = \frac{\sum_{g=1}^N \sum_{i=1}^n (D_{ig} - \bar{D}_i)^2}{N(n-1)} \quad (70)$$

8.3. Определяются коэффициенты регрессии:

$$e_0 = \frac{\sum_{g=1}^N \cdot \bar{D}_g}{N}; \quad e_j = \frac{\sum_{g=1}^N \cdot x_{kjg} \cdot \bar{D}_g}{N}; \quad e_{ju} = \frac{\sum_{g=1}^N \cdot x_{kjg} \cdot x_{kug} \cdot \bar{D}_g}{N} \quad (71)$$

8.4. Проверяется значимость коэффициентов регрессии:

$$\Delta e = \pm t \cdot S e_j \quad (72)$$

где t – критерия Стьюдента, который при 5%-ном уровне значимости для числа степеней свободы 8 равен 2,306.

$$S e_j = \sqrt{\frac{S^2(\bar{j})}{N}} \quad (73)$$

(незначимые коэффициенты отбрасываются).

8.5. Составляется уравнение регрессии, и по каждому эксперименту определяется расчетное значение обобщенного критерия желательности.

8.6. Определяется дисперсия адекватности:

$$S_{ag}^2 = \frac{\sum_{a=1}^N (D_g^- - D_\rho)^2}{N - (\kappa + 1)} \quad (74)$$

(κ – число входных параметров).

8.7. Проверяется уравнение регрессии на адекватность. Проверка осуществляется по критерию Фишера или Вейбула:

$$F = \frac{S^2_{ag}}{S^2(\bar{D})}. \quad (75)$$

При $F < F_{\text{таб}}$ уравнение адекватно, при $F > F_{\text{таб}}$ уравнение неадекватно. Табличное значение критерия Фишера при 5-ом уровне значимости для числа степеней свободы числителя 3 и знаменателя 8 равно 4,1.

8.8. В случае, когда уравнение регрессии адекватно, приступают к поиску оптимального состава. Поиск оптимального состава производится либо по уравнению регрессии, либо методами крутого восхождения, когда оптимум находится за исследованной областью. При близости оптимума поиск прекращается. В случае, когда область оптимума не достигнута и линейная модель неадекватна, необходимо достроить полуреpliky до полного факторного эксперимента, получить отдельные оценки для всех коэффициентов регрессии и совершить новое восхождение. Результаты работы оформить в таблицу.

9. Дать заключение по полученным результатам.

3.2 Исследования влияния добавок кольматанта, полимера и смазывающих добавок на фильтрационные и смазывающие свойства промывочной жидкости

Основной задачей оптимизацией параметров промывочной жидкости является выбор оптимального состава буровой промывочной жидкости для конкретных геологических условий бурения Среднего Приобья.

Промывочные жидкости, применяемые в бурении, таковы, что их свойства и параметры можно менять в широких пределах. Следовательно, это упрощает задачу, поскольку можно найти наиболее подходящий состав бурового раствора для качественного и высокоскоростного бурения скважин, и одновременно усложняет её, поскольку выбрать параметр при его большой вариации очень сложно.

Данный эксперимент проводился с целью выявления оптимальных параметров бурового раствора, который позволит снизить частоту возникновения прихвата буровой колонны при бурении скважин.

Для исследований были выбраны буровые промывочные жидкости, которые применяются для бурения скважин на месторождениях Среднего Приобья. Наиболее широко применяются полимерные буровые растворы на водной основе типа FLO-PRO NT, POLY-PLUS (MI-SWACO) [15]; KCl-polymer, BARADRIL-N, BOREMAX (Halliburton, Baroid) [16]; PERFLOW, NEW-DRILL HP (Бейкер Хьюз Дриллинг Флюидс) [17]; высокоингибированный буровой раствор (ООО «Бургаз») [19]; биокатионный буровой раствор (ОАО «Сургутнефтегаз») [22].

Эксперименты проводятся с целью оптимизации промывочной жидкости и экспериментального подтверждения их эффективности. Вначале проводятся исследования по стандарту АНИ, что позволяет выделить буровые растворы с низкой водоотдачей и мгновенной фильтрацией, затем – испытания на трение, набухание и липкость, где также выделяются растворы с низкими свойствами трения, набуханием и липкостью. В качестве оценки их эффективности принимались следующие параметры: влияние буровой промывочной жидкости на набухание и диспергирование (эрозии), качество фильтрационной корки (плотность, время образования), пониженная водоотдача и сила трения. Далее проводится комплекс исследований по влиянию давления, температуры, химического состава и содержания выбуренной породы на свойства бурового раствора с более углубленным изучением компонентного состава и выделением факторов, влияющих на возникновение прихвата бурильной колонны.

Проведение лабораторных исследований бурового раствора по стандарту АНИ (API 13A и API 13B-1) заключается в выборе бурового раствора с низкими значениями фильтрации бурового раствора и качественной фильтрационной коркой (закупоривающая способность РРА, особое внимание уделяется мгновенной фильтрации).

В приготовленные для исследований растворы вводились различные типы ингибиторов, после этого растворы выдерживались в роликовой печи в течение 16 часов и затем исследовались (рецептура исследуемых растворов приведены в таблицах 13 и 14). Приготовлен образец базового раствора BOREMAX, используемого на месторождениях ОАО «Самотлорнефтегаз». Как альтернатива данному раствору была использована система BARADRILL-N. Результаты исследований приведены в таблицах 15 и 16.

Таблица 13

Рецептура исследуемой промывочной жидкости BOREMAX

Химический состав промывочной жидкости	Рецептура исследуемой промывочной жидкости	
	1	2
Caustic Soda	0,5 кг/м ³	0,5 кг/м ³
CLAY GRABBER	0,7 кг/м ³	1,5 кг/м ³
POLYAC PLUS	8,0 кг/м ³	8,0 кг/м ³
BARAZAN D	3,0 кг/м ³	3,0 кг/м ³
PAC LE	6,0 кг/м ³	6,0 кг/м ³
Bentonite	20,0 кг/м ³	20,0 кг/м ³
CaCO ₃ 5/(50grade)	40/40 кг/м ³	40/40 кг/м ³
BDF-380 Silicat K	10,0 кг/м ³	10,0 кг/м ³
LUBRIOL	1,0 %	1,0 %

Таблица 14

Рецептура исследуемой промывочной жидкости BARADRILL-N

Химический состав промывочной жидкости	Рецептура исследуемой промывочной жидкости		
	1	2	3
Caustic Soda	0,5кг/м ³	0,5кг/м ³	0,5кг/м ³
KCL	30 кг/м ³	30 кг/м ³	30 кг/м ³
N-VIS	4,0 кг/м ³	4,0 кг/м ³	4,0 кг/м ³
N-DRILL HT PLUS	15 кг/м ³	15 кг/м ³	15 кг/м ³
GEM GP	1,5 %	1,5 %	1,5 %
CaCO ₃ 5/(50grade)	40/40 кг/м ³	40/40 кг/м ³	-
LUBRIOL	1,0 %	-	-

Таблица 15

Результаты лабораторных исследований промывочной жидкости BOREMAX по стандарту АНИ

Измеряемые параметры промывочной жидкости	Boremax	
	1	2
Плотность (кг/м ³)	1100	1100
НС 600/300 70 °С (фунт/100фут ²)	137/98	162/120
НС 200/100 70 °С (фунт/100фут ²)	81/59	100/75
НС 6/3 70 °С (фунт/100фут ²)	18/14	26/21
СНС 10 с / 10 мин (дПа)	15/19	22/25
ПВ/ДНС 70 °С (сП / фунт/100фут ²)	39/59	41/79
Водоотдача (мл/30мин)	6,0	5,9
Толщина корки (мм)	0,5	0,5
РРА общая при 90 °С, мл (перепад давлений 1,72 МПа)	Spurt = 5,5 Fl/30 min = 12,0	Spurt = 1,5 Fl/30 min = 7
	29,5	15,5
НТНР фильтрация (мл/30мин)	16,0	18,0
рН	12,2	12,4

Таблица 16

Результаты лабораторных исследований промывочной жидкости BARADRILL-N по стандарту АНИ

Измеряемые параметры промывочной жидкости	BARADRILL N		
	1	2	3
Плотность (кг/м ³)	1160	1160	1030
НС 600/300 70 °С (фунт/100фут ²)	44/35	45/36	40/32
НС 200/100 70 °С (фунт/100фут ²)	30/24	32/26	28/32
НС 6/3 70 °С (фунт/100фут ²)	10/9	11/9	10/8
СНС 10 с / 10 мин (дПа)	8/10	9/11	8/9
ПВ/ДНС 70 °С (сП / фунт/100фут ²)	9/26	9/27	8/24
Водоотдача (мл/30мин)	5	5	9
Толщина корки (мм)	0,5	0,5	-
РРА общая при 90 °С, мл (перепад давлений 1,72 МПа)	Spurt = 2,6 Fl/30 min = 6,0	Spurt = 3,8 Fl/30 min = 5,5	100% фильтрация
	14,6	14,8	275
НТНР фильтрация (мл/30мин)	12,0	10,6	45,0
рН	11,0	11,2	11,1

Исследования проводились с использованием искусственного керна, особое внимание уделялось минимизации спуртовой фильтрации. Из таблиц 15 и 16 следует, что долговременная составляющая фильтрации может быть скорректирована изменением параметров полимерных добавок. Мгновенная фильтрация при неправильно подобранном составе раствора и мраморной крошки способна привести к значительной фильтрации жидкости в пласт (даже выше, чем за остальные 29 мин) и привести к дезинтеграции породы.

Исследуем влияние соотношения мраморной крошки на минимизацию спуртовой фильтрации. Для данного эксперимента были приготовлены растворы следующего состава, представленного в таблице 17. Результаты приведены в таблице 18.

Таблица 17

Рецептура исследуемой промывочной жидкости KCl/Polymer

Химический состав промывочной жидкости	Рецептура исследуемой промывочной жидкости		
	1	2	3
Caustic Soda	0,2 кг/м ³	0,2 кг/м ³	0,2 кг/м ³
Soda Ash	0,5 кг/м ³	0,5 кг/м ³	0,5 кг/м ³
KCl	50 кг/м ³	50 кг/м ³	50 кг/м ³
BARAZAN D	3 кг/м ³	3,5 кг/м ³	4 кг/м ³
PAC LE	4 кг/м ³	6 кг/м ³	6 кг/м ³
PAC RE	-	-	1 кг/м ³
DEXTRID LTE	8 кг/м ³	10 кг/м ³	12 кг/м ³
CaCO ₃ (5 grade)	70 кг/м ³	90 кг/м ³	14 кг/м ³
CaCO ₃ (25 grade)	-	-	56 кг/м ³
CaCO ₃ (50grade)	70 кг/м ³	50 кг/м ³	70 кг/м ³

Результаты лабораторных исследований промывочной жидкости KCl/Polymer

Соотношение мраморной крошки, %	KCl/Polymer				
	1	2			3
	5/50 mcm	5/50mcm		5/25/50 mcm	5/25/50 mcm
	50%/50%	65%/35%	20%/80%	10%/80%/10%	10%/40%/50%
PPA общая, мл @176 F (перепад давлений Δpsi 500)	Spurt = 13 F1/30 min = 15	Spurt = 20 F1/30 min = 25	Spurt = 37 F1/30 min = 20	Spurt = 9 F1/30 min = 8	Spurt = 12 F1/30 min = 6,5
	43,0	70,0	77,0	27,0	25,0

Из таблицы 18 следует, что для безглинистого минерализованного раствора KCl/Polymer оптимальным явился состав 2 с соотношением мраморной крошки различной крупности [10%/80%/10% = CaCO₃(5 grade)/ CaCO₃(25 grade)/ CaCO₃ (50 grade)], который привел к минимально возможным значениям спуртовой фильтрации через керновый материал пористостью 20 мкм. Оптимальным решением для уменьшения спуртовой фильтрации является использование мраморной крошки CaCO₃ (25 grade) более 80 %.

В таблице 19 приводятся результаты экспериментальных исследований фильтрационных и смазывающих свойств буровых промывочных жидкостей: FLO-PRO NT, POLY-PLUS (MI-SWACO); KCl-polymer, BARADRIL-N, BOREMAX (Halliburton, Varoid); NEW-DRILL HP (Бейкер Хьюз Дриллинг Флюидс); высокоингибированный буровой раствор (ООО «Бургаз»); биокатионный буровой раствор (ОАО «Сургутнефтегаз») и оптимизации их параметров.

По результатам экспериментального исследования (таблица 19) выбраны 3 промывочные жидкости: BARADRILL N, FLO-PRO NT, биокатионный буровой раствор. Данные исследования позволили выделить растворы с повышенной закупоривающейся способностью и минимальной спуртовой (мгновенной) фильтрацией.

Проведением специальных лабораторных исследований определены буровые растворы с низким коэффициентом трения и влиянием на набухание породы (керна - AQUAGEL GOLD SEAL – немодифицированный монтмориллонит Na) и диспергированию (эрозии). Лабораторные исследования проводились при тех же условиях, что и на предыдущем этапе.

Эксперименты на липкость фильтрационной корки проводились по следующей методике: в емкость для создания пластовых условий набирался испытуемый буровой раствор, создавалось давление в 477,5 psi (3,29 МПа) в течение 10 минут, затем давление сбрасывалось до 0 psi, прижимая к образовавшейся фильтрационной корке металлический диск и удерживая его в течение 30 сек; используя динамометрический ключ, определяем усилие, которое необходимо создать для страгивания прилипшего диска к фильтрационной корке.

Результаты исследований приведены в таблицах 20, 21, 22 и диаграммах, представленные на рис. 42, 43, 44.

Результаты исследований промывочных жидкостей по стандарту АНИ

Измеряемые параметры промывочной жидкости	Название промывочной жидкости										ОАО «Сургутнефтегаз»
	Halliburton		MI-SWACO		Baker Hughes		ООО «Бургаз»	Высокингированный буровой раствор	Биокатионный буровой раствор	1100	
	BOREMAX	BARADRILL N	KCl/Polymer	POLY-PLUS	FLO-PRO NT	NEW-DRILL HP					
Плотность (кг/м ³)	1100	1100	1250	1100	1100	1100	1130	1100	1100	1100	1100
НС 600/300 70 °С (фунт/100фут ²)	162/120	44/35	89/60	59/44	118/88	-	86/54	-	-	40/25	40/25
НС 200/100 70 °С (фунт/100фут ²)	100/75	30/24	48/33	32/22	74/44	-	-	-	-	-	-
НС 6/3 70 °С (фунт/100фут ²)	26/21	10/9	10/8	12/11	18/16	6/4	8/5	8/5	8/5	-	-
СНС 10 с / 10 мин (дПа)	22/25	8/10	29/31	24/26	18/22	8/10	22/26	6/14	6/14	14/19	14/19
ПВ/ДНС 70 °С (сП/фунт/100фут ²)	41/79	9/26	29/74	15/52	14/35	15/50	8/23	18/40	18/40	15/47.9	15/47.9
Водоотдача (мл/30мин)	5.9	5	5.8	6	5.6	7	5.8	5,5	5,5	5.5	5.5
Толщина корки (мм)	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
РРА общая при 90 °С, мл (перепад давлений 1,72 МПа)	Spurt = 1.5 F 1/30 min = 7 15.5	Spurt = 2.6 F 1/30 min = 6 14.6	Spurt = 9 F 1/30 min = 8 25	Spurt = 1.7 F 1/30 min = 7.7 17.1	Spurt = 3.2 F 1/30 min = 7 17.2	Spurt = 1.7 F 1/30 min = 8 17.7	Spurt = 2.2 F 1/30 min = 7.3 16,8	Spurt = 2.8 F 1/30 min = 6 14.8	Spurt = 2.8 F 1/30 min = 6 14.8	Spurt = 2.6 F 1/30 min = 7.1 16,8	Spurt = 2.6 F 1/30 min = 7.1 16,8
НТНР фильтрация (мл/30мин)	18	12	15	15	12	16	15,5	12,5	12,5	14	14
pH	12.4	11	10	10	10,9	10	10	10	10	8.9	8.9

Обозначения: НС – напряжение сдвига; СНС – статическое напряжение сдвига; ДНС – динамическое напряжение сдвига; ПВ – пластическая вязкость.

Результаты экспериментов на набухание образцов керна

Время выдерживания керна в промывочной жидкости, ч	Исследуемые промывочные жидкости на набухание, %		
	BARADRILL N	FLO-PRO NT	биокатионный буровой раствор
1	18,6	19	18,8
2	22,8	25,6	27,2
3	26,6	32,3	35
4	28,7	34	38,1
5	30	36,7	40
6	31,1	38	41,5
7	31,9	39	42
8	32,9	39,7	42,8
9	33	39,8	43
10	33,08	40	43,2
11	33,1	40,5	43,7
12	33,4	40,7	44
13	33,6	40,9	44,2
14	33,9	41	44,5
15	34	41,1	44,7
16	34,1	41,3	44,8
17	34,7	41,7	45
18	34,8	41,8	45,05
19	35,1	41,9	45,1
20	35,14	41,96	45,15

Таблица 21

Результаты экспериментов по исследованию коэффициента трения на границе металл/металл промывочной жидкости

Исследуемые промывочные жидкости	Коэффициент трения металл/металл при приложении усилия (150 фунтов/ дюйм)				
	базовая жидкость	базовая жидкость + 1% LUBRIOL	базовая жидкость + 2% LUBRIOL	базовая жидкость + 3% LUBRIOL	базовая жидкость + 3% LUBRIOL + 2% глины
BARADRILL N	0,14	0,053	0,05	0,045	0,047
FLO-PRO NT	0,17	0,074	0,07	0,066	0,070
Биокатионный буровой раствор	0,206	0,11	0,09	0,085	0,11

Результаты экспериментов на липкость фильтрационной корки

Исследуемые промывочные жидкости	Коэффициент липкости фильтрационной корки на границе корка/металл (при перепаде давления 3,29МПа)	
	базовый раствор + 2% глины	базовый раствор + 2% глины + 3% LUBRIOL
BARADRILL N	0,10	0,07
FLO-PRO NT	0,18	0,1
Биокатионный буровой раствор	0,25	0,16

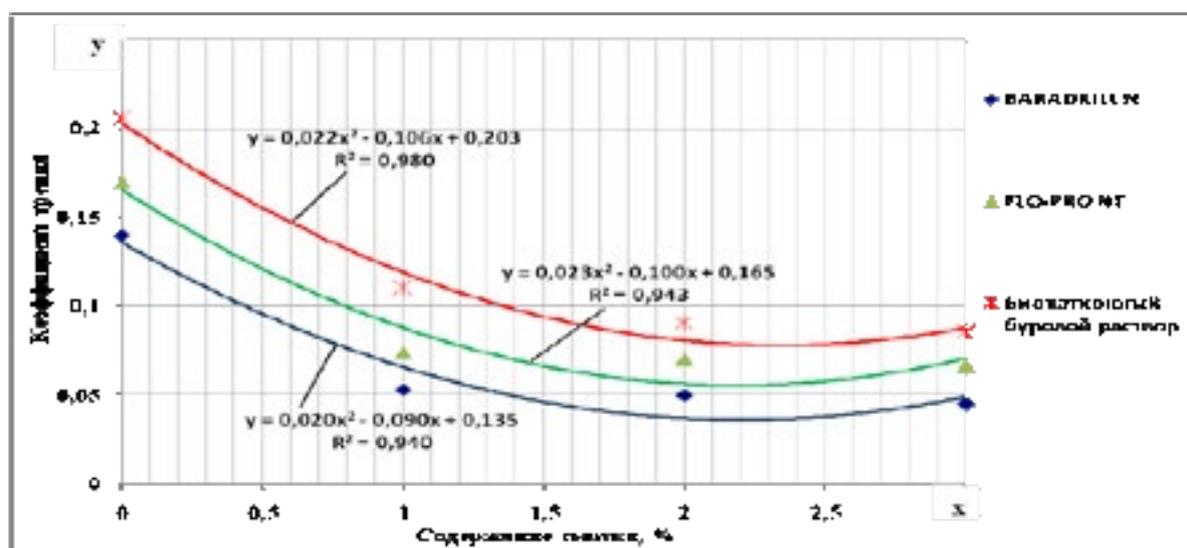


Рис. 42 – Влияние содержания смазывающей добавки на величину коэффициента трения промывочной жидкости

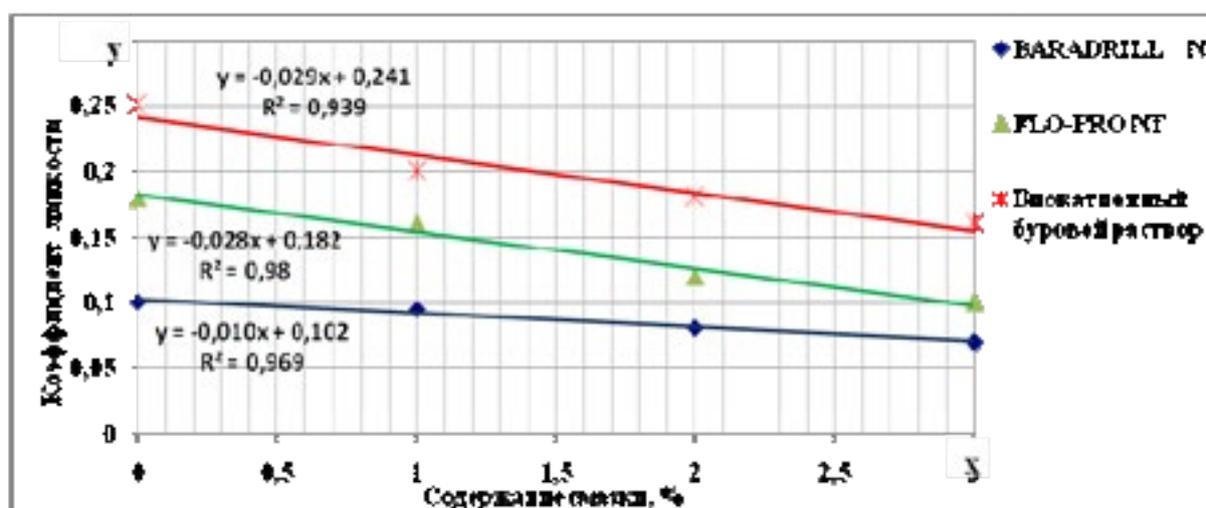


Рис. 43 – Влияние содержания смазывающей добавки на коэффициент липкости фильтрационной корки/металл (при перепаде давления 3,29 МПа)

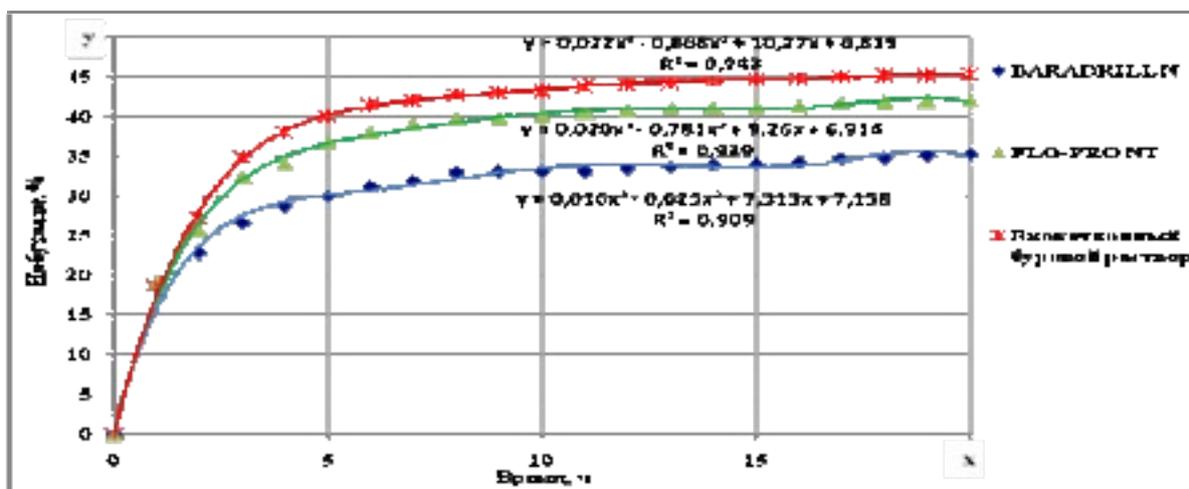


Рис. 44 - Динамика набухания образцов ядра AQUAGEL GOLD SEAL, помещенных в промывочные жидкости

Из представленных сведений диаграммы на рис. 45 следует, что наиболее интенсивный рост набухания образцов ядра наблюдается в течение первого часа, а затем стабилизируется. Наилучшие показатели у промывочной жидкости BARADRILL N – 35,14%.

По результатам лабораторных исследований свойств промывочной жидкости для оптимизации фильтрационных и смазывающих свойств выбрана промывочная жидкость BARADRILL N.

3.3 Оптимизация параметров промывочной жидкости на водной основе для предупреждения возникновения прихвата буровой колонны

Для оптимизации полученных экспериментальных данных промывочной жидкости применяются методы планирования эксперимента [101]. Матрица планирования представлена в таблице 23.

Таблица 23

Ортогональная матрица полуреплики для трех факторов

Номер опыта	Входные параметры			Полученные значения
	X ₁	X ₂	X ₃	
1	-1	-1	-1	
2	+1	-1	-1	
3	-1	+1	-1	
4	+1	+1	-1	
5	-1	-1	+1	
6	+1	-1	+1	
7	-1	+1	+1	
8	+1	+1	+1	

Примечание: +1 – верхний уровень
 -1 – нижний уровень
 n – число повторных опытов не менее двух

При проведении экспериментов бурового раствора BARADRILL N управлялись следующие параметры: количество вводимого кольматанта, смазывающей добавки от 1 до 3%. Увеличение содержания смазки в буровом растворе ведет к незначительному снижению трения и липкости. Эксперименты на трение проводились при условии добавления в него 2% выбуренной породы (активной глины). Количество проводимых экспериментов 3. Результаты экспериментов сведены в таблицу 24.

Проведя анализ таблиц 24 можно выделить следующие зависимости: чем выше водоотдача, тем выше трение; чем выше фильтрация, тем выше трение; чем выше температура, тем ниже липкость.

После проведения исследований можно определить оптимальные области раствора, применяя ортогональную матрицу для трех факторов. В результате проведенного эксперимента получают ряд (ряды) значений определяемой величины, на основании которых затем находятся средние величины, корреляционные зависимости, которые отвечают всем поставленным задачам и способствуют снижению вероятности возникновения прихватов буровой колонны при бурении скважины.

Первый этап планирования эксперимента предусматривает варьирование факторов на двух уровнях. Число опытов n подсчитывается по формуле $n = 2^k$, где 2 – число уровней, k – число факторов. Уровни варьирования факторов задавались в зависимости от влияющих факторов, в данном эксперименте являются влияющими 3 фактора, а именно давление, температура, содержание полимера и кольматанта. В нашем случае применялся полный факторный эксперимент 2^3 , то есть все возможные сочетания требуют проведения восьми опытов [102].

Обработка результатов экспериментальных исследований производилась следующим образом. По каждому опыту определялся обобщенный критерий желательности (D) и его среднее значение (\bar{D}).

Обобщенный показатель качества или обобщенная функция желательности D определялась как среднегеометрическое значение частных желательностей, т.е. частные желательности d определялись с учетом характера ограничений, накладываемых на этот или иной показатель регламентными документами, экспертными оценками и личным опытом исследователя (находим по формуле 61) $D = \sqrt[n]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \dots \cdot d_n}$.

При выборе оптимального значения бурового раствора учитывались следующие граничные значения (параметры): стоимость бурового раствора; экологичность бурового раствора; геологическая характеристика.

Ниже приведен пример расчета оптимального значения фильтрации бурового раствора.

Для оценки генеральной средней $M(X)=a$ и генерального среднеквадратичного отклонения σ по выборочной средней \bar{x} и выборочному среднеквадратичному отклонению S находят доверительные интервалы по формулам:

$$\bar{x} - \frac{S}{\sqrt{n}} \cdot t_\gamma < a < \bar{x} + \frac{S}{\sqrt{n}} \cdot t_\gamma \quad (76)$$

где t_γ - находят из таблицы значений $t_\gamma = t(\gamma; n)$ по заданным значениям объема выборки n и уровня доверия или надежности γ (который задается заранее).

Для генерального среднего квадратического отклонения доверительные интервалы находят по формулам:

$$S(1 - q) < \sigma < S(1 + q), \quad (77)$$

где q находят из таблицы значений $q(\gamma; n)$.

Для нахождения основных статистик, характеризующих фильтрат бурового раствора BARADRILL N, составим расчетную таблицу 25:

Находим выборочную среднюю

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \cdot n_i = \frac{1}{24} \cdot 264,57 = 11,02375.$$

Таблица 25

Расчетные данные бурового раствора BARADRILL N

x_i	n_i	$x_i \cdot n_i$	$(x_i - x_g)^2 \cdot n_i$
1	2	3	4
9,8	1	9,8	1,497564
9,9	2	19,8	2,525628
10	1	10	1,048064
10,1	1	10,1	0,853314
10,2	1	10,2	0,678564
10,5	1	10,5	0,274314
10,6	3	31,8	0,538692
10,67	1	10,67	0,125139
10,8	1	10,8	0,050064
11,4	1	11,4	0,141564
11,5	3	34,5	0,680442
11,6	2	23,2	0,664128
11,8	1	11,8	0,602564
11,9	1	11,9	0,767814
12	3	36	2,859192
12,1	1	12,1	1,158314
Σ	24	264,57	14,46536

Находим выборочную дисперсию

$$S^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot n_i = \frac{1}{24} \cdot 14,46536 = 0,602723.$$

Вычисляем выборочное среднее квадратичное отклонение

$$S = \sqrt{S^2} = \sqrt{0,602723} \approx 0,776353.$$

Согласно таблице значений t_γ , при $n = 24$ и $\gamma = 0,95$ находим $t_\gamma = 2,064$.

Записываем доверительный интервал для оценки истинного значения фильтра

$$11,02375 - \frac{0,776353}{\sqrt{24}} \cdot 2,064 < a < 11,02375 + \frac{0,776353}{\sqrt{24}} \cdot 2,064, \text{ или} \\ 10,68244 < a < 11,36506.$$

Таким образом, среднее значение фильтра по данным выборки должно находиться в промежутке (10,69; 11,37).

Запишем доверительный интервал для генерального среднеквадратического отклонения $\sigma = S$. При заданных значениях $\gamma = 0,95$ и $n = 24$ по таблице значений q находим $q = 0,32$. Тогда

$0,776353(1 - 0,32) < \sigma < 0,776353(1 + 0,32)$, или $0,6162 < \sigma < 1,111857$, следовательно, отклонения истинных значений фильтра не должны выходить за пределы промежутка (0,62; 1,11).

Расчеты доверительного интервала для остальных параметров бурового раствора BARADRILL N приведены в таблице 1,1 (приложение 1).

Имеются данные 24 наблюдений о факторных признаках: X_1 – давлении, X_2 – температуре, X_3 – полимерных добавок, и результативном признаке – Y – фильтрации.

Так как имеется три факторных признака, то линейная регрессия имеет вид

$$\hat{Y}_{1,2,3} = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_2 + a_3 X_3. \quad (78)$$

Чтобы выяснить, какие факторные признаки включить в модель, находят коэффициенты парной корреляции $r_{X_1 X_2}$, $r_{X_1 X_3}$, $r_{X_1 X_2}$, $r_{X_2 X_3}$. Для этого составляем расчетную таблицу (таблица 26).

$$\hat{S}_{x_1}^2 = \frac{1}{n-1} [(x_1 - \bar{x}_1)^2] = \frac{96}{23} = 4,17, \hat{S}_{x_1} = 2,04; \\ \hat{S}_{x_2}^2 = \frac{1}{n-1} [(x_2 - \bar{x}_2)^2] = \frac{2400}{23} = 104, \hat{S}_{x_2} = 10,2; \\ \hat{S}_{x_3}^2 = \frac{1}{n-1} [(x_3 - \bar{x}_3)^2] = \frac{3,84}{23} = 0,17, \hat{S}_{x_3} = 0,41;$$

Расчетные данные мгновенной фильтрации для бурового раствора BARADRILL N

N	x1	x2	x3	y	x1y	x2y	x3y	x1x2	x2x3	x3x1	x1 ²	x2 ²	x3 ²	(x1-x1c) ²	(x2-x2c) ²	(x3-x3c) ²	(Y-Yc) ²	Y1,3	Y-Y1,3	
1	14	70	80	2,3	32,2	161	184	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,455625	2,275	0,025	0,0108696
2	14	70	80	2,2	30,8	154	176	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,600625	2,275	-0,075	-0,0340909
3	14	70	80	2,4	33,6	168	192	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,330625	2,275	0,125	0,0520833
4	18	70	80	2,7	48,6	189	216	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,075625	2,675	0,025	0,0092593
5	18	70	80	2,5	45	175	200	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,225625	2,675	-0,175	-0,07
6	18	70	80	2,6	46,8	182	208	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,140625	2,675	-0,075	-0,0288462
7	14	90	80	2,4	33,6	216	192	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,330625	2,275	0,125	0,0520833
8	14	90	80	2,5	35	225	200	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,225625	2,275	0,225	0,09
9	14	90	80	2,3	32,2	207	184	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,455625	2,275	0,025	0,0108696
10	18	90	80	2,7	48,6	243	216	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,075625	2,675	0,025	0,0092593
11	18	90	80	2,5	45	225	200	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,225625	2,675	-0,175	-0,07
12	18	90	80	2,6	46,8	234	208	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,140625	2,675	-0,075	-0,0288462
13	14	70	90	3,2	44,8	224	288	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,050625	3,275	-0,075	-0,0234375
14	14	70	90	3,2	44,8	224	288	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,050625	3,275	-0,075	-0,0234375
15	14	70	90	3,3	46,2	231	297	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,105625	3,275	0,025	0,0075758
16	18	70	90	3,7	66,6	259	333	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,525625	3,675	0,025	0,0067568
17	18	70	90	3,6	64,8	252	324	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,390625	3,675	-0,075	-0,0208333
18	18	70	90	3,7	66,6	259	333	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,525625	3,675	0,025	0,0067568
19	14	90	90	3,3	46,2	297	297	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,105625	3,275	0,025	0,0075758
20	14	90	90	3,1	43,4	279	279	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,015625	3,275	-0,175	-0,0564516
21	14	90	90	3,2	44,8	288	288	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,050625	3,275	-0,075	-0,0234375
22	18	90	90	3,5	63	315	315	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,275625	3,675	-0,175	-0,05
23	18	90	90	4	72	360	360	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	1,050625	3,675	0,325	0,08125
24	18	90	90	3,9	70,2	351	351	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,855625	3,675	0,225	0,0576923
Σ	384	1920	2040	71,4	1152	5718	6129	30720	163200	32640	6240	156000	174000	96	2400	600	7,285			-0,027349
среднее	16	80	85	2,975	47,98	238,3	255,4	1280	6800	1360										
N =	24	Факторы функциональной зависимости: x1-давление, x2-температура, x3- кольматрирующая добавка, у- мгновенная фильтрация.																		
n-1 =	23																			

Уравнение регрессии, устанавливающее зависимость мгновенной фильтрации: $Y_{1,3} = -7,125 + 0,1X_1 + 0,1X_2 + 0,1X_3$, значимость полученного уравнения $R^2 = 0,7414$; $F_n = 30,105$;

$F_T = 3,47$ (уравнение значимо описывает зависимость). Оценим адекватность уравнения регрессии по средней ошибке аппроксимации $\varepsilon = 1,3675$ (модель адекватна).

$$\hat{S}_y^2 = \frac{1}{n-1}[(y - \bar{y})^2] = \frac{81,1824}{23} = 3,53, \hat{S}_y = 1,88.$$

$$r_{X_1 X_2} = \frac{\overline{X_1 X_2} - \bar{X}_1 \bar{X}_2}{\hat{S}_{X_1} \cdot \hat{S}_{X_2}} = \frac{1280 - 16 \cdot 80}{2,04 \cdot 10,2} = 0;$$

$$r_{X_1 X_3} = \frac{\overline{X_1 X_3} - \bar{X}_1 \bar{X}_3}{\hat{S}_{X_1} \cdot \hat{S}_{X_3}} = \frac{17,6 - 16 \cdot 1,1}{2,04 \cdot 0,41} = 0;$$

$$r_{X_2 X_3} = \frac{\overline{X_2 X_3} - \bar{X}_2 \bar{X}_3}{\hat{S}_{X_2} \cdot \hat{S}_{X_3}} = \frac{88 - 80 \cdot 1,1}{10,2 \cdot 0,41} = 0.$$

По найденным коэффициентам парной корреляции видно, что все признаки практически не коррелируют между собой. Для решения вопроса о том, какой из факторов следует исключить из модели множественной линейной регрессии, вычислим коэффициенты парной корреляции r_{YX_1} , r_{YX_2} и r_{YX_3}

$$r_{YX_1} = \frac{\overline{YX_1} - \bar{Y} \cdot \bar{X}_1}{\hat{S}_Y \cdot \hat{S}_{X_1}} = \frac{51 - 3,15 \cdot 16}{1,88 \cdot 2,04} = 0,1487;$$

$$r_{YX_2} = \frac{\overline{YX_2} - \bar{Y} \cdot \bar{X}_2}{\hat{S}_Y \cdot \hat{S}_{X_2}} = \frac{252,6 - 3,15 \cdot 80}{1,88 \cdot 10,2} = 0,0228;$$

$$r_{YX_3} = \frac{\overline{YX_3} - \bar{Y} \cdot \bar{X}_3}{\hat{S}_Y \cdot \hat{S}_{X_3}} = \frac{2,745 - 3,15 \cdot 1,1}{1,88 \cdot 0,41} = -0,9411.$$

Так как, r_{YX_2} меньше других коэффициентов, то между признаками X_1 и Y , и X_3 и Y связь сильнее, чем между X_2 и Y . Поэтому из модели множественной линейной регрессии исключаем фактор X_2 .

Тогда в модель будут включены факторы X_1 и X_3 и уравнение регрессии запишется в виде:

$$\hat{Y}_{1,3} = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_3. \quad (79)$$

Для выяснения вопроса о силе линейной связи между факторами, включенными в модель, вычисляем множественный коэффициент корреляции R :

$$R = \sqrt{\frac{r_{YX_1}^2 + r_{YX_3}^2 - 2r_{X_1 X_3} \cdot r_{YX_1} \cdot r_{YX_3}}{1 - r_{X_1 X_3}^2}} = \sqrt{\frac{0,1487^2 + 0,9411^2 - 2 \cdot 0}{1 - 0^2}} = 0,953.$$

Так как объем выборки небольшой ($n = 24$), то произведем корректировку R по формуле:

$$\hat{R} = \sqrt{1 - (1 - R^2) \frac{n-1}{n-k}} = \sqrt{1 - (1 - 0,953^2) \frac{23}{22}} = 0,95.$$

Проверяем значимость $R = \hat{R}$ по критерию Стьюдента. Вычисляем среднеквадратическую ошибку S_R по формуле:

$$S_R = \frac{1}{\sqrt{n-1}} = \frac{1}{\sqrt{23}} = 0,2085.$$

Вычисляем статистику

$$t_n = \frac{\hat{R}}{S_R} = \frac{0,95}{0,2085} = 4,559.$$

По таблице критических точек распределения Стьюдента при уровне значимости $\alpha = 0,05$ с числом степеней свободы $k = n - 2 = 24 - 2 = 22$ находим $t_T = 2,0687$. Так как $t_H = 4,559 > t_T$, то делаем вывод, что $R = \hat{R}$ значим.

Для нахождения оценок a_0, a_1, a_2 уравнения регрессии $\hat{Y}_{1,3} = a_0 + a_1 X_1 + a_2 X_3$ решаем систему нормальных уравнений по формуле:

$$\begin{cases} na_0 + a_1[X_1] + a_2[X_3] = Y \\ a_0[X_1] + a_1[X_1^2] + a_2[X_1 X_3] = [X_1 Y] \\ a_0[X_3] + a_1[X_1 X_3] + a_2[X_3^2] = [X_3 Y] \end{cases}$$

$$\begin{cases} 24a_0 + 384a_1 + 26,4a_2 = 75,65 \\ 384a_0 + 6240a_1 + 422,4a_2 = 1224 \\ 26,4a_0 + 422,4a_1 + 32,88a_2 = 65,88 \end{cases}$$

Решив эту систему, получаем $a_2 = -4,514, a_1 = 0,1417, a_0 = 5,8512$.

Тогда уравнение регрессии, устанавливающее зависимость фильтрации Y от давления X_1 и наличия полимерных добавок X_3 , запишется в виде $\hat{Y}_{1,3} = 5,8512 + 0,1417 X_1 - 4,514 X_3$.

Проверяем адекватность уравнения регрессии. Используем коэффициент детерминации R^2 , полагая $R = \hat{R}$. Для полученной модели $\hat{R}^2 = 0,95^2 = 0,9037$. Это означает, что полученная модель приблизительно на 90% объясняет изменение фильтрации в зависимости от изменения включенных в модель факторов X_1 и X_3 , что является хорошим показателем.

Проведем проверку модели на адекватность по критерию Фишера-Снедекора. Найдем статистику F_H , полагая в ней $R = \hat{R}$

$$F_H = \frac{\hat{R}^2 \cdot (n-p-1)}{(1-\hat{R}^2) \cdot p} = \frac{0,95^2 \cdot (24-2-1)}{(1-0,95^2) \cdot 2} = 98,577.$$

По таблице критических точек распределения Фишера-Снедекора при уровне значимости $\alpha = 0,05$ и числах степеней свободы $k_1 = p = 2, k_2 = n - p - 1 = 24 - 2 - 1 = 21$ (p — число факторов X_i , включенных в модель, n — объем выборки) находим $F_T = F_{\alpha; k_1; k_2} = F_{0,05; 2; 21} = 3,47$. Так как $F_H > F_T$, то найденное уравнение регрессии, устанавливающее зависимость фильтрации в 24 опытах раствора, зависит от давления X_1 и полимерных добавок X_3 , значимо описывает опытные данные и может быть принято для руководства.

Оценим адекватность уравнения регрессии по средней ошибке аппроксимации ε , которую вычислим по формуле:

$$\varepsilon = \frac{1}{p} \cdot \sum \frac{|Y - \hat{Y}_{1,2}|}{Y} \cdot 100\%, \quad (79)$$

$\varepsilon = (0,0572 : 2) \cdot 100\% = 2,86\%$. Среднеквадратическая ошибка небольшая, что дает основание считать, что построенная модель адекватно описывает опытные данные.

Расчеты по выявлению факторов на свойства промывочной жидкости по вышеописанной методике сведены в таблицы 2.1 – 2.5 (приложение 2) для бурового раствора BARADRILL N (все расчеты данного раздела проводились с использованием пакета математической статистики в Excel).

После выбора матрицы и интервалов варьирования ставились опыты, по результатам которых рассчитывались уравнения линейной регрессии.

Коэффициент регрессии показывает степень влияния факторов на изменения свойств параметров бурового раствора, а также определение остаточного члена уравнения регрессии, характеризует среднее значение параметров бурового раствора.

Значения, представленные в таблицах 1,2 приложения 1, используются для расчетов и выявления оптимальных значений свойств промывочной жидкости.

Определяем остаточный член уравнения регрессии. Это сумма значений Y по всем опытам, деленная на число опытов.

Коэффициент регрессии определяется как сумма значений Y для всех вариантов, когда фактор X находится на верхнем уровне, минус сумма, когда фактор находился на нижнем уровне, деленная на общее число вариантов матрицы планирования.

После расчета уравнения регрессии необходимо было оценить достоверность полученных результатов. Необходимо иметь в виду, что при постановке опытов для исследования только трех факторов на оптимизацию свойств бурового раствора не можем полностью исключить влияние других, неучтенных факторов.

Для оценки воспроизводимости процесса пользуются показателями дисперсии процесса, расчеты представлены в таблицах 1,2 (приложение 1).

Чем больше дисперсия, тем хуже воспроизводимость процесса и наоборот.

Для оценки значимости коэффициента регрессии рассчитывается его доверительный интервал. Критерий Стьюдента определяется по соответствующим таблицам в зависимости от выбранной степени надежности и числа степеней свободы, для расчетов принимается степень надежности 0,95 и степенью свободы 2, 0687.

После оценки значимости коэффициентов регрессии необходимо проверить адекватность линейного приближения процесса, т.е. убедиться в том, что ошибки математического описания соизмеримы с ошибками воспроизводимости процесса.

С этой целью рассчитывается дисперсия адекватности, где значение свойств бурового раствора по каждому из вариантов матрицы, рассчитанное по уравнению регрессии, учитывает количество изменяющихся факторов.

Адекватность уравнения устанавливается по критерию Фишера. Расчетные критерии Фишера построены в зависимости от значений двух степеней свободы. Одну из них число степеней свободы воспроизводимости процесса уже определили, число степеней свободы адекватности вычисляется по формуле $f_a = N - (k + 1)$.

Если $F > F_T$, то адекватность отсутствует, что свидетельствует о близости исследуемых факторов к оптимальной области. В оптимальной области процесс необходимо описывать уравнением второго порядка. В нашем случае применительно данная зависимость. Если $F < F_T$, то можно проводить следующий этап работы – крутое восхождение.

Проведя экспериментальные исследования промывочных жидкостей, используя методы математической статистики и теории вероятности, мы выявили ли влияние давления, температуры, содержания кольматанта и полимерной добавки наследующие параметры промывочной жидкости, которые способствуют возникновению прихвату бурильной колонны при бурении скважин: фильтрационные и смазывающие свойства.

В заключении при сопоставлении расчетных и лабораторных данных были выявлены оптимальные значения бурового раствора, которые позволят снизить вероятность возникновения прихватов бурильной колонны при бурении скважин (таблица 27).

Таблица 27

Оптимальные значения бурового раствора для снижения вероятности возникновения прихвата бурильной колонны

Параметры раствора	Оптимальные значения параметров
Мгновенная фильтрация, мл/30сек	от 1,53 до 2,61
Водоотдача, мл/30мин	от 3,21 до 3,3
Набухание, %	от 18,1 до 22,80
Коэффициент липкости	от 0,13 до 0,16
Динамический коэффициент трения	от 0,045 до 0,06

После определения оптимальных значений бурового раствора по рассматриваемым 5 значениям (фильтрация, водоотдача, трение, липкость, набухаемость) была разработана рецептура под оптимизированные параметры промывочной жидкости, которая представлена в таблице 28.

Таблица 28

Рецептура разработанной буровой промывочной жидкости

Химический состав	Количество
Каустическая сода	0,5 кг/м ³
KCL	40 кг/м ³
N-VIS	5,0 кг/м ³
N-DRILL HT PLUS	15 кг/м ³
GEM GP	1,5 %
CaCO ₃ 5/(50 grade)	40/50 кг/м ³
LUBRIOIL	3 %

Выводы по разделу

1. Обоснованы методы экспериментальных исследований и оптимизации параметров промывочной жидкости, водоотдачи и смазывающих свойств.

2. После исследования влияния добавок кольматанта, полимера и смазывающей добавки на фильтрационные и смазывающие свойства промывочной жидкости было установлено, что содержание кольматанта влияет на водоотдачу и время образования фильтрационной корки, а добавление смазывающих реагентов в промывочную жидкость влияет на снижение водоотдачи и способствует изменению реологических показателей раствора.

3. На основании экспериментальных и теоретических исследований предложены оптимальные параметры промывочной жидкости для предупреждения прихвата бурильной колонны и на основании оптимизированных данных была разработана рецептура промывочной жидкости.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Установлено, что на месторождениях Среднего Приобья за период с 2005 по 2010 гг. большая часть осложнений и аварий приходится на долю прихватов, возникающих под действием дифференциального давления, которое обусловлено низкими пластовыми давлениями разбуриваемых месторождений и избыточным гидродинамическим давлением, возникающим вследствие недостаточной очистки горизонтального участка скважины от шлама при бурении.

2. Обоснованы и предложены методики для определения границ прихватоопасных интервалов участков скважины, что на стадии проектирования строительства скважины предусматривает подбор противоприхватных КНБК и промывочных жидкостей.

3. Разработано устройство и КНБК для предупреждения и ликвидации прихвата бурильной колонны на горизонтальном участке скважины.

4. На основании экспериментальных и теоретических исследований оптимизированы значения параметров промывочной жидкости на водной основе для предупреждения прихвата бурильной колонны: водоотдача - от 3,2 до 3,3 (мл/30мин), мгновенная фильтрация - от 1,53 до 2,61 (мл/мин), трение - от 0,053 до 0,067 (150 фунтов/дюйм).

5. Разработаны и внедрены методики определения вида прихвата бурильной колонны и последовательность первоочередных действий по его ликвидации. Данные методы включены в руководящий документ «Мероприятия по безаварийному ведению работ при бурении скважин на месторождениях Департамента бурения Западно-Сибирского Дивизиона» ОАО «Самотлорнефтегаз». Внедрение разработанных методов на Самотлорском месторождении позволило сократить время принятия решения по способу ликвидации прихвата и продолжительность ликвидации прихвата бурильной колонны.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Овчинников В.П. Справочник бурового мастера: научно-практическое издание / В.П. Овчинников, С.И. Грачев, А.А. Фролов. – Тюмень, 2006. – 691с.
2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении: учеб. пособие для вузов / И.П. Пустовойтенко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 279с.
3. Самотой А.К. Прихваты колонн при бурении скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра. 1978. – 207с.
4. Коваленко Ю.Е. Устойчивость стволов скважин, пробуренных на месторождениях Среднего Приобья: учеб. пособие для вузов / Ю.Е. Коваленко, К.Н. Харламов, Е.А. Усачёв. – Тюмень: ОГПУ «Шадринский Дом Печати», 2011. – 175с.
5. Мессер А. Перспективные технологии бурения скважин / А. Мессер, А. Повалихин // Нефтегазовая вертикаль. – 2001. – Вып. 16. – С. 34 – 37.
6. Пустовойтенко И.П. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам: учеб. пособие для вузов / И.П. Пустовойтенко, А. П. Сельвашук. – М.: Недра, 1965. – 237с.
7. Михелев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. – М.: Недра, 1979.
8. Loue T. Stickness factor; A new of looking at Stick pipe. – oil and gas J., 1983 v. 81, № 40, p. 87 – 91.
9. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации: учеб.-практическое пособие / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. 1 том. – М.: Недра, 2000. – 510с.
10. Ledgerwood III, L.W., Hughes Tool Co.; Salisbury, D.P., O'Brien, Goings, Simpson and Assocs. Bit Balling and Wellbore Instability of Down hole shells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, pp. 6 – 9 October 1991, Dallas, Texas.
11. Broune M. How to handle stuck pipe and fishing problems. — World Oil, 1982. November, December. 1983, January.
12. Schlumberger. Sit-back Off. — Schlumberger Publications, 1977.
13. Киреев А.М. Управление проявлениями горного давления при строительстве нефтяных и газовых скважин / А.М. Киреев, В.С. Войтенко. Том 1. – Тюмень: Издательский полиграфический центр «Экспресс». 2006. – 280с.
14. Добрынин В.М. Деформация и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1970. – 239 с.
15. Каталог систем, продуктов и услуг. 2007 - 2008 год в компании MI-SWACO. (Промывочные жидкости для бурения, заканчивания и ремонта скважин).
16. Каталог систем буровых растворов на 2008 год в компании Halliburton.

17. Каталог промывочных жидкостей для бурения. 2007 - 2008 год в компании Baker Hughes.
18. Патент RU 2 327 726 С2 «Малоглинистый буровой раствор», заявка 2006130449/03, 23.08.2006, опубликовано: 27.06.2008 Бюл.№ 18. Патентообладатель (и): Ойл Технолоджи Оверсиз.
19. Патент RU 2 303 047 С1 «Высокоингибированный буровой раствор», заявка 2006116111/03, 10.05.2006, опубликовано: 20.07.2007 Бюл.№ 20. Патентообладатель (и): ООО «Бургаз».
20. Патент RU 2 298 575 С1 «Буровой раствор», заявка 2005133541/03, 31.10.2005, опубликовано: 10.05.2007 Бюл.№ 13. Патентообладатель: ООО «Научно-производственная компания ЭКСБУР и Ко».
21. Патент RU 2 277 572 С1 «Высокоминерализованный безглинистый буровой раствор», заявка 2004135683/03, 06.12.2004, опубликовано: 10.06.2006 Бюл.№ 16. Патентообладатель (и): ГОУВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет».
22. Патент RU 2 272 824 С2 «Биокатионный буровой раствор», заявка 2004102573/03, 28.01.2004, опубликовано: 27.03.2006 Бюл.№ 9. Патентообладатель (и): ОАО «Сургутнефтегаз».
23. Патент RU 2 327 725 С2 «Ингибирующий буровой раствор для глинистых пород», заявка 2006118063/03, 25.05.2006, опубликовано: 20.06.2008 Бюл.№ 18. Патентообладатель (и): Новиков Владимир Сергеевич, Новиков Сергей Сергеевич.
24. Патент RU 2 289 603 С1 «Биополимерный буровой раствор», заявка 2005110769/03, 13.04.2005, опубликовано: 20.12.2005 Бюл.№ 35. Патентообладатель (и): Национальная Акционерной Компании «Нафтагаз Украины».
25. Патент RU 2 266 312 С1 «Полимерный буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов», заявка 2004135437/03, 03.12.2004, опубликовано: 20.12.2005 Бюл.№ 35. Патентообладатель (и): ОАО «Ойл Технолоджи Оверсиз».
26. Патент RU 2 297 435 С2 «Безглинистый буровой раствор», заявка 2004118707/03, 22.06.2004, опубликовано: 20.04.2007 Бюл.№ 11. Патентообладатель: ОАО НПО «Буровая техника».
27. Патент RU 2 224 002 С2 «Буровой раствор на углеводородной основе», заявка 2002109343/03, 10.04.2002, опубликовано: 20.02.2004. Патентообладатель: ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
28. Патент RU 2 186 819 С1 «Безглинистый буровой раствор», заявка 2001114123/03, 23.05.2001, опубликовано: 10.08.2002. Патентообладатель (и): ООО «ПермНИПИнефть».
29. Патент RU 2 208 034 С1 «Буровой раствор на углеводородной основе», заявка 2001128580/03, 22.10.2001, опубликовано: 10.07.2003. Патентообладатель: ООО «ТюменНИИгипрогаз».

30. Патент RU 2 285 029 С1 «Смазочная добавка для бурового раствора», заявка 2005115417/03, 20.05.2005, опубликовано: 10.10.2006 Бюл.№ 28. Патентообладатель (и): Наумов В.Н.
31. Патент RU 2004 108 252 А «Смазочная добавка для бурового раствора на водной основе», заявка 2004108252/03, 22.03.2004, опубликовано: 10.10.2005 Бюл.№ 28. Патентообладатель (и): Андерсон Б.А., Умутбаев В.Н., Саматов Р.М.
32. Патент RU 2 336 291 С1 «Эмульгатор-стабилизатор инвертных эмульсий», заявка 2007103283/03, 26.01.2007, опубликовано: 20.10.2008 Бюл.№ 29. Патентообладатель (и): ПермНИПИнефть.
33. Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин: учеб. пособие для вузов / А.И. Спивак, А.И. Попов. – М.: Недра, 1994. – 261 с.
34. Христенко А.В. Обоснование химической обработки буровых растворов для предупреждения сальникообразования при разбурировании пластичных горных пород: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Уфа, 2010. -188с.
35. Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии: учеб. пособие для вузов // К.М. Тагиров, В.И. Инфантов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр». 2003. – 160с.
36. Ахматов А.С. Молекулярная физика граничного трения // Исследования в области поверхностных сил. – М.: Издательство АН СССР, 1964. – С. 93 – 110.
37. Крагельский И.В. Основы расчётов на трение и износ / И.В. Крагельский, М.Н. Добычин, В.С. Комбалов. – М.: Машиностроение, 1977. – 526с.
38. Кудряшов Б.Б. Бурение скважин в осложнённых условиях: учеб. пособие для вузов / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев. – М.: Недра, 1987. – 269с.
39. Серяков А.С. Электрическая природа осложнений в скважинах и борьба с ними: учеб. пособие для вузов / А.С. Серяков, Л.К. Мухин, В.З. Лубан и др. – М.: Недра, 1980. – 134с.
40. Булюкова Ф.З. Прогнозирование и предупреждение осложнений, обусловленных упругим смещением стенок скважины: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Уфа, 2011. – 24с.
41. Гусман А.М. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование: научное издание / А.М. Гусман, К.П. Порожский. – Екатеринбург: УГГГА, 2002. – 592с.
42. Патент RU 2 219 324 С2 «Устройство для кольматации стенок скважины буровым раствором», заявка 92005187/03, 10.11.1992, опубликовано: 20.12.2003. Патентообладатель (и): Вдовенко А.И., Миненков В.М., Ярыш А.Т., Бурыкин А. Н.
43. Патент RU 2 178 058 С2 «Лопастное колесо для удаления бурового шлама», заявка 97109432/03, 17.06.1997, опубликовано: 10.06.1999. Патентообладатель: Джордж Свитлик (GB).

44. Патент RU 2 215 863 C1 «Вращатель потока для обсадной колонны», заявка 2002113877/03, 27.05.2002, опубликовано: 10.11.2003. Патентообладатель (и): ОАО «Татнефть» им.В.Д. Шашина.
45. Патент RU 2 213 840 C2 «Способ очистки ствола скважины от шлама», заявка 2001119759/03, 16.07.2001, опубликовано: 10.10.2003. Патентообладатель: ДООО «Буровая Компания» ОАО «Газпром».
46. Патент RU 2 176 017 C2 «Способ очистки ствола скважины», заявка 99127918/03, 30.12.1999, опубликовано: 20.11.2001. Патентообладатель (и): Тюменский государственный нефтегазовый университет.
47. Патент RU 2 160 818 C1 «Устройство для очистки скважин от шлама», заявка 99108304/03, 19.04.1999, опубликовано: 20.12.2000. Патентообладатель (и): Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г.В.Плеханова (Технический университет).
48. Патент RU 2 166 059 C1 «Жестко ориентируемый децентратор для бурильной колонны», заявка 99121747/03, 11.10.1999, опубликовано: 27.04.2001. Патентообладатель (и): Уфимский государственный нефтяной технический университет.
49. Вадецкий, Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 352с.
50. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для студентов нефтегазовых вузов и факультетов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2001. – 676с.
51. Котзаев Ю.В. Бурение разведочных горизонтальных скважин: учебник для студентов нефтегазовых вузов и факультетов. – М.: Недра, 1978. – 204с.
52. Поваляхин А.С. Выбор КНБК для проводки наклонно прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях// НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.; ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. - №12. – С.4-6.
53. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Г. С. Г. Дарли. - М.: Недра. 1985. – 509с.
54. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие для вузов. // А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1999. – 424с.
55. Конесев Г.В. Снижение фрикционных свойств корок и контроль за ними: труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1977, вып.36. – С. 30 - 32.
56. Самоной А.К. Прихваты колонны при бурении скважин: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1984. – 269с.
57. Rabia H. Oilwell Drilling Engineering – Principles and practice – Graham & Trotman Published, 1989. - 413с.
58. Baroid/NL Industries Inr. Manual of Drilling Fluids Technology.— Baroid/NL Industries Publishers, 1979.

59. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения: учеб. практическое пособие. – М.: Недра. 1982. – 184с.
60. Евсеев В.Д. Разрушение горных пород при различных напряжённых состояниях: учеб. пособие для вузов. – Томск: ТПУ, 2000. – 98с.
61. Мамаева О.Г. Улучшение технологических свойств фильтрационной корки буровых растворов применением реагентов комплексного действия: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15. – Уфа, 2007. – 152с.
62. Конесев Г.В. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов: учеб. пособие для вузов / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак. – М.: Недра, 1980. – 144с.
63. Конесев Г.В. О смазочной способности среды при абразивном износе долотной стали / Г.В. Конесев, А.И. Спивак, М.Р. Мавлютов // Нефть и газ. 1970. – №6. – С. 103 - 107.
64. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1979.
65. Шантарин В.Д. Физика химия дисперсных систем / В.Д. Шантарин, В.С.Войтенко / Мин-во геологии СССР; Западно-Сибирский науч.-исслед. и проект.-конструкт. ин-т технологии глубокого развед. бурения. – М.: Недра, 1990. – 315с.
66. Степанов Н.В. Моделирование и прогноз осложнений при бурении скважин. – М.: Недра, 1989. – 252с.
67. Попов А.Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. – 509с.
68. Ганджумян Р. А. Практические расчеты в разведочном бурении: учебник для студентов нефтегазовых вузов и факультетов. – М.: Недра, 1986. – 253с.
69. Иванников В.И. Сальникообразование при бурении скважин / В.И. Иванников, И.В. Иванников // НТИС. Сер.: Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2005. – Вып. 10. – С. 44 – 46.
70. Конесев Г.В. Повышение эффективности бурения введением смазывающих добавок в глинистый раствор / Г.В. Конесев, А.И. Спивак, М.Р. Мавлютов. – Нефть и газ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1972. – Вып. 10. – С. 25 – 28.
71. Adams N. How to control differential pipe sticking. – Petroleum Engineer, 1977, October, November, December.
72. Howard G., Scott P. An analysis and the control of lost circulation.— Annual meeting of AIME, St. Louis, Mo., 1951, February.
73. Gray G, Darley H. Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids.— Gulf Publishing Company, 1980.
74. Friedhein, J.E. and H.L. Conn. 1996. Second generation synthetic fluids in the North Sea: are they better? IADC/SPE 35061. Pages 215-228 In: IADC/SPE Drilling Conference. New Orleans, 12 – 15 March 1996. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson. TX.

75. Friedhein, J.E. and R.M. Pentermuehl. 1993. Superior performance with minimal environmental impact: a novel nonaqueous drilling fluid. SPE/IADC 25753. Pages 713-726 In: 1993 SPE/IADC Drilling Conference. Amsterdam, 23 – 25 February 1993. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson.TX.
76. Kenny, P., M. Norman, A. M. Friestad, and B. Risvik. 1996. The development and field testing of a less hazardous and technically superior oil based drilling fluid. SPE 35952. Pages 527-535 In: International Conference on Health Safety and Environment. New Orleans, Louisiana, 9-12 June 1996. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson.TX.
77. Limia, I.M. 1996. Seabed surveys: the best generation synthetic fluids means to assess the environmental impact of drilling fluid discharges? SPE 36048. Pages 803-813. Society of Petroleum Engineers, Inc. Richardson.TX.
78. Ганджумян Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении: учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 1990. – 218с.
79. Тараскин А.Ф. Статистическое моделирование и метод Монте-Карло: учеб. пособие для вузов. – Самара: Самарский государственный аэрокосмический университет, 1997. – 62с.
80. Гмурман В.Е. Руководство к решению задач по теории вероятностей и математической статистике: учеб. пособие для вузов. – М.: Высшее образование, 2007. – 404с.
81. Соболев И.М. Численные методы Монте-Карло: учеб. пособие для вузов. - М.: Наука, 1973. – 312с.
82. Лоусон Ч. Численное решение задач методом наименьших квадратов: учеб. пособие для вузов // Ч. Лоусон, Р. Херсон. – М.: Наука, 1986. – 232с.
83. Хабибуллин И.А. Совершенствование процессов транспортирования выбуренной породы при бурении горизонтальных скважин: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. – Уфа, 2008. – 24с.
84. Гаркунов Д.Н. Триботехника: учеб. пособие для вузов. / Д.Н. Гаркунов – 2-е изд., перераб. и доп.: – М.: Машиностроение, 1989. – 328с.
85. Рабинович Е.З. Гидравлика: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1980. – 278с.
86. Козлов И. Экспериментальное изучение развития неустойчивости на границе вентилируемой каверны с отрицательным числом кавитации: сборник статей 10th International Conference on Fluid Control, Measurements, and Visualization august 17 – 21 // И. Козлов, В. Прокофьев. – М., 2009.
87. Зельдович Я.Б. Высшая математика для начинающих и ее приложения к физике: учеб. пособие для вузов. – М.: Наука, 1970. – 560с.
88. Гукасов Н.А. Практическая гидравлика в бурении: справочник. – М.: Недра, 1984. – 197с.
89. Norwell «Программа обучения полевых супервайзеров»: Материалы курса. Houston, Norwell, 2007. – 208с.

90. MI - SWACO, «Школа по буровым растворам и технологии очистки от шлама»: учеб. пособие. – Волгоград: ИКФ - Сервис, 2009. – 340с.
91. Нефтяное хозяйство: научно технический журнал. 11-й выпуск. – М.: Недра, 1988. – 65с.
92. Леонов, Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении: учеб. пособие для вузов / Е.Г. Леонов, В. И. Исаев. – М.: Недра, 1987. – 304с.
93. Джон Митчелл. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу / Митчелл Джон. – Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. – 334с.
94. Wilson G. How to drill a usable hole.—World Oil, 1976. – 350с.
95. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб.-практическое пособие / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. 3 том. – М.: Недра, 2000. – 680с.
96. Басарыгин, Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра - Бизнесцентр, 2002. – 632с.
97. Fann Instrument Company «Описание и процедуры работы на приборах FANN» -Halliburton Int Inc. – 2003. – 180с.
98. НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Выпуск №12. – 2000. – 37с.
99. Шерстнев Н.М. Предупреждение и ликвидация осложнений в бурении. – М.: Недра. – 1979. – 304с.
100. Игнатов В.И. Организация и проведение эксперимента в бурении: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1977. – 96с.
101. Овчинников В.П. Заканчивание скважин, часть III: метод. указания по выполнению лабораторных и исследовательских работ / В.П. Овчинников, А.А. Ключов, В.Г. Кузнецов. – Тюмень: ТюмИИ, 1992. – 30с.
102. Башкатов Д.Н. Планирование эксперимента в разведочном бурении. – М.: Недра, 1985. – 181с.

Таблица П. 1.1 – Расчетные значения доверительного интервала бурового раствора BARADRILL N

Мгновенная фильтрация			Водоотдача			Набухание			Фильтрат			Липкость			Грине		
xi	ni	xi-ni	(xi-xc) ² -ni	xi-ni	(xi-xc) ² -ni	xi	ni	xi-ni	(xi-xc) ² -ni	xi	ni	xi-ni	(xi-xc) ² -ni	xi	ni	xi-ni	(xi-xc) ² -ni
2,2	1	2,2	0,60063	13,1	2,314202	33,4	1	33,4	1,246944	9,8	1	9,8	1,497564	0,048	1	0,048	0,000114668
2,3	2	4,6	0,91125	13,4	1,491452	33,46	1	33,46	1,116544	9,9	2	19,8	2,525628	0,05	1	0,05	0,000075835
2,4	2	4,8	0,66125	13,5	1,257202	33,47	1	33,47	1,095511	10	1	10	1,048064	0,051	3	0,153	0,000178255
2,5	3	7,5	0,67688	13,6	1,042952	33,65	1	33,65	0,751111	10,1	1	10,1	0,853314	0,053	1	0,053	0,000032585
2,6	2	5,2	0,28125	13,7	0,830377	33,68	1	33,68	0,700011	10,2	1	10,2	0,678564	0,054	2	0,108	0,000044337
2,7	2	5,4	0,15125	13,9	0,520202	33,7	1	33,7	0,666944	10,5	1	10,5	0,274314	0,056	2	0,112	0,000014670
3,1	1	3,1	0,01563	14,2	0,177452	34,57	1	34,57	0,002844	10,6	3	31,8	0,538692	0,058	1	0,058	0,000000502
3,2	3	9,6	0,15188	14,3	0,103202	34,6	1	34,6	0,006944	10,67	1	10,67	0,125139	0,059	1	0,059	0,000000085
3,3	2	6,6	0,21125	14,4	0,097903	34,62	1	34,62	0,010678	10,8	1	10,8	0,050064	0,06	4	0,24	0,000006674
3,5	1	3,5	0,27563	14,5	0,044105	34,7	1	34,7	0,033611	11,4	1	11,4	0,141564	0,061	2	0,122	0,000010503
3,6	1	3,6	0,39063	14,6	0,000452	34,75	2	69,5	0,108889	11,5	3	34,5	0,680442	0,064	1	0,064	0,000028002
3,7	2	7,4	1,05125	14,7	0,006202	34,76	2	69,52	0,118422	11,6	2	23,2	0,664128	0,065	1	0,065	0,000039585
3,9	1	3,9	0,85563	14,8	0,063903	34,78	1	34,78	0,069344	11,8	1	11,8	0,602564	0,068	2	0,136	0,00017267
4	1	4	1,05063	14,9	0,077702	34,85	1	34,85	0,111111	11,9	1	11,9	0,767814	0,07	1	0,07	0,000127502
Σ	24	71,4	7,285	15	1	15	1	15	0,143452	34,86	1	34,86	0,117878	0,071	1	0,071	0,000151085
xc= 2,975; D= 0,3035; σ= 0,5509; S ² = 0,3035; S ¹ = 0,3167; S= 0,5509; S ¹ = 0,5628. Доверительный интервал для σ: S= 0,5628; k= 23. γ1= 0,777; γ2= 1,402.			xc= 14,6213; S ² = 0,86672; S ¹ = 0,9044; S= 0,93098; S ¹ = 0,951. Доверительный интервал для σ: S= 0,951; k= 23. γ1= 0,777; γ2= 1,402. 0,73893 < σ < 1,333303. Доверительный интервал для мат. ожидания 4,7958. t= 2,07; Δ= 0,41048; 14,2 < a < 15,0317			xc= 34,5166; S ² = 0,3305; S ¹ = 0,3448; S= 0,574903; S ¹ = 0,587268. Доверительный интервал для σ: S= 0,587268; k= 23. γ1= 0,777; γ2= 1,402. 0,456307 < σ < 0,82335. Доверительный интервал для мат. ожидания 4,796. t= 2,07; Δ= 0,25348; 34,263 < a < 34,77015			xc= 11,02375; S ² = 0,602723; S ¹ = 0,628929; S= 0,776353; S ¹ = 0,79305. Доверительный интервал для σ: S= 0,79305; k= 23. γ1= 0,777; γ2= 1,402. 0,616225 < σ < 1,11857. Доверительный интервал для мат. ожидания 4,795832. t= 2,07; Δ= 0,3423; 10,68145 < a < 11,36605			xc= 0,149167; S ² = 0,001091; S ¹ = 0,001138; S= 0,033303; S ¹ = 0,03374. Доверительный интервал для σ: S= 0,03374; k= 23. γ1= 0,777; γ2= 1,402.			xc= 0,0587083; S ² = 0,000041540; S ¹ = 0,000043346; S= 0,0064451; S ¹ = 0,0065838. Доверительный интервал для σ: S= 0,0065838; k= 23. γ1= 0,777; γ2= 1,402. 0,0051156 < σ < 0,0092304. Доверительный интервал для мат. ожидания 4,7958. t= 2,07; Δ= 0,0028417; 0,055867 < a < 0,06155		

Таблица П. 2.1 – Расчетные значения бурового раствора BARADRILL N (водоотдача)

N	x1	x2	x3	y	x1y	x2y	x3y	x1x2	x2x3	x3x1	x1 ²	x2 ²	x3 ²	(x1-x1c) ²	(x2-x2c) ²	(x3-x3c) ²	(Y-Yc) ²	Y1,3	Y-Y1,3	
1	14	70	80	13,4	187,6	938	1072	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	1,490434	13,52917	-0,12917	-0,00964
2	14	70	80	13,5	189	945	1080	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	1,256267	13,52917	-0,02917	-0,00216
3	14	70	80	13,1	183,4	917	1048	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	2,312934	13,52917	-0,42917	-0,03276
4	18	70	80	14,3	257,4	1001	1144	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,102934	14,52083	-0,22083	-0,01544
5	18	70	80	14,5	261	1015	1160	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,014601	14,52083	-0,02083	-0,00144
6	18	70	80	14,5	261	1015	1160	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,014601	14,52083	-0,02083	-0,00144
7	14	90	80	13,9	194,6	1251	1112	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,519601	13,52917	0,370833	0,026679
8	14	90	80	13,7	191,8	1233	1096	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,847934	13,52917	0,170833	0,01247
9	14	90	80	13,6	190,4	1224	1088	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	1,042101	13,52917	0,070833	0,005208
10	18	90	80	14,4	259,2	1296	1152	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,048767	14,52083	-0,12083	-0,00839
11	18	90	80	14,6	262,8	1314	1168	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,000434	14,52083	0,079167	0,005422
12	18	90	80	14,8	266,4	1332	1184	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,032101	14,52083	0,279167	0,018863
13	14	70	90	14,2	198,8	994	1278	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,177101	14,72083	-0,52083	-0,03668
14	14	70	90	14,5	203	1015	1305	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,014601	14,72083	-0,22083	-0,01523
15	14	70	90	14,4	201,6	1008	1296	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,048767	14,72083	-0,32083	-0,02228
16	18	70	90	16,5	297	1155	1485	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	3,531267	15,7125	0,7875	0,047727
17	18	70	90	16,7	300,6	1169	1503	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	4,322934	15,7125	0,9875	0,059132
18	18	70	90	16,7	300,6	1169	1503	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	4,322934	15,7125	0,9875	0,059132
19	14	90	90	15	210	1350	1350	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,143767	14,72083	0,279167	0,018611
20	14	90	90	15,1	211,4	1359	1359	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,229601	14,72083	0,379167	0,02511
21	14	90	90	15,1	211,4	1359	1359	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,229601	14,72083	0,379167	0,02511
22	18	90	90	14,7	264,6	1323	1323	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,006267	15,7125	-1,0125	-0,06888
23	18	90	90	14,9	268,2	1341	1341	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,077934	15,7125	-0,8125	-0,05453
24	18	90	90	14,8	266,4	1332	1332	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,032101	15,7125	-0,9125	-0,06166
Σ	384	1920	2040	350,9	5638,2	28055	29898	30720	163200	32640	6240	156000	174000	96	2400	600	20,81958			-0,02706
среднее	16	80	85	14,62	234,9	1168,9	1245,7	1280	6800	1360										
N =	24	Факторы функциональной зависимости: x1-давление, x2-температура, x3- кольматирующая добавка, y- водоотдача.																		
n-1 =	23																			

Уравнение регрессии, устанавливающее зависимость водоотдачи: $Y_{1,3} = 0,525 + 0,247917X_1 + 0,119167X_3$, значимость полученного уравнения $R^2 = 0,377612$; $F_{т} = 6,370492$; $F_{г} = 3,47$ (уравнение значимо описывает зависимость). Оценим адекватность уравнения регрессии по средней ошибке аппроксимации $\epsilon = 1,352782$ (модель адекватна).

Таблица П. 2.2 – Расчетные значения бурового раствора BARADRILL N (фильтрация)

N	x1	x2	x3	y	x1y	x2y	x3y	x1x2	x2x3	x3x1	x1 ²	x2 ²	x3 ²	(x1-x1c) ²	(x2-x2c) ²	(x3-x3c) ²	(Y-Yc) ²	Y1,3	Y-Y1,3	
1	14	70	80	11,6	162,4	812	928	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,332064	11,4679	0,13208	
2	14	70	80	11,4	159,6	798	912	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,141564	11,4679	-0,06792	
3	14	70	80	11,5	161	805	920	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,226814	11,4679	0,03208	
4	18	70	80	12	216	840	960	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,953064	12,0154	-0,01542	
5	18	70	80	12,1	217,8	847	968	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	1,158314	12,0154	0,08458	
6	18	70	80	12	216	840	960	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,953064	12,0154	-0,01542	
7	14	90	80	11,5	161	1035	920	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,226814	11,4679	0,03208	
8	14	90	80	11,6	162,4	1044	928	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,332064	11,4679	0,13208	
9	14	90	80	11,5	161	1035	920	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,226814	11,4679	0,03208	
10	18	90	80	11,9	214,2	1071	952	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,767814	12,0154	-0,11542	
11	18	90	80	11,8	212,4	1062	944	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,602564	12,0154	-0,21542	
12	18	90	80	12	216	1080	960	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,953064	12,0154	-0,01542	
13	14	70	90	9,9	138,6	693	891	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	1,262814	10,0320	-0,13208	
14	14	70	90	9,8	137,2	686	882	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	1,497564	10,0320	-0,23208	
15	14	70	90	9,9	138,6	693	891	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	1,262814	10,0320	-0,13208	
16	18	70	90	10,5	189	735	945	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,274314	10,5795	-0,07958	
17	18	70	90	10,6	190,8	742	954	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,179564	10,5795	0,02041	
18	18	70	90	10,6	190,8	742	954	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,179564	10,5795	0,02041	
19	14	90	90	10,1	141,4	909	909	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,853314	10,0320	0,06791	
20	14	90	90	10,2	142,8	918	918	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,678564	10,0320	0,16791	
21	14	90	90	10	140	900	900	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	1,048064	10,0320	-0,03208	
22	18	90	90	10,6	190,8	954	954	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,179564	10,5795	0,02041	
23	18	90	90	10,8	194,4	972	972	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,050064	10,5795	0,22041	
24	18	90	90	10,67	192,06	960,3	960,3	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,125139	10,5795	0,09041	
Σ	384	1920	2040	264,5	4246,2	21173,3	22402,3	30720	163200	32640	6240	156000	174000	96	2400	600	14,46536			
среднее	16	80	85	11,02	176,92	882,220	933,429	1280	6800	1360										
N =	24	Факторы функциональной зависимости: x1-давление, x2-температура, x3- кольматирующая добавка, y- фильтрация.																		
n-1=	23																			

Уравнение регрессии, устанавливающее зависимость фильтрации: $Y_{1,3} = 21,03833 + 0,136875X_1 - 0,14358X_3$, значимость полученного уравнения $R^2 = 0,800496$; $F_{н} = 42$; t_{3043} ; $F_{т} = 3,47$ (уравнение значимо описывает зависимость). Оценим адекватность уравнения регрессии по средней ошибке аппроксимации $\epsilon = 0,146928$ (модель адекватна).

Таблица П. 2.3 – Расчетные значения бурового раствора BARADRILL N (набухание)

N	x1	x2	x3	y	x1y	x2y	x3y	x1x2	x2x3	x3x1	x1 ²	x2 ²	x3 ²	(x1-x1c) ²	(x2-x2c) ²	(x3-x3c) ²	(Y-Yc) ²	Y1,3	Y-Y1,3	
1	14	70	80	33,4	467,6	2338	2672	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	1,246944	33,785	-0,385	
2	14	70	80	33,46	468,44	2342,2	2676,8	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	1,116544	33,785	-0,325	
3	14	70	80	33,47	468,58	2342,9	2677,6	980	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	1,095511	33,785	-0,315	
4	18	70	80	34,76	625,68	2433,2	2780,8	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,059211	34,5783	0,181667	
5	18	70	80	34,75	625,5	2432,5	2780	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,054444	34,5783	0,171667	
6	18	70	80	34,7	624,6	2429	2776	1260	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,033611	34,5783	0,121667	
7	14	90	80	33,7	471,8	3033	2696	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,666944	33,785	-0,085	
8	14	90	80	33,65	471,1	3028,5	2692	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,751111	33,785	-0,135	
9	14	90	80	33,68	471,52	3031,2	2694,4	1260	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,700011	33,785	-0,105	
10	18	90	80	34,9	628,2	3141	2792	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,146944	34,5783	0,321667	
11	18	90	80	34,85	627,3	3136,5	2788	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,111111	34,5783	0,271667	
12	18	90	80	34,86	627,48	3137,4	2788,8	1620	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,117878	34,5783	0,281667	
13	14	70	90	34,57	483,98	2419,9	3111,3	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,002844	34,455	0,115	
14	14	70	90	34,62	484,68	2423,4	3115,8	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,010678	34,455	0,165	
15	14	70	90	34,6	484,4	2422	3114	980	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,006944	34,455	0,145	
16	18	70	90	34,89	628,02	2442,3	3140,1	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,139378	35,2483	-0,35833	
17	18	70	90	34,92	628,56	2444,4	3142,8	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,162678	35,2483	-0,32833	
18	18	70	90	34,91	628,38	2443,7	3141,9	1260	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,154711	35,2483	-0,33833	
19	14	90	90	34,75	486,5	3127,5	3127,5	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,054444	34,455	0,295	
20	14	90	90	34,76	486,64	3128,4	3128,4	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,059211	34,455	0,305	
21	14	90	90	34,78	486,92	3130,2	3130,2	1260	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,069344	34,455	0,325	
22	18	90	90	35,09	631,62	3158,1	3158,1	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,328711	35,2483	-0,15833	
23	18	90	90	35,2	633,6	3168	3168	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,466944	35,2483	-0,04833	
24	18	90	90	35,13	632,34	3161,7	3161,7	1620	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,376178	35,2483	-0,11833	
Σ	384	1920	2040	828,4	13273,4	66295	70454,2	30720	163200	32640	6240	156000	174000	96	2400	600	7,932333			
среднее	16	80	85	34,51	553,06	2762,29	2935,592	1280	6800	1360										
N =	24	Факторы функциональной зависимости: x1 - давление, x2 - температура, x3 - кольматирующая добавка, y - набухание.																		
n-1 =	23																			

Уравнение регрессии, устанавливающее зависимость набухания: $Y_{1,3} = 25,64833 + 0,198333X_1 + 0,067X_3$, значимость полученного уравнения $R^2 = 0,541134$; $F_{т} = 12,38249$; $F_{т} = 3,47$ (уравнение значимо описывает зависимость). Оценим адекватность уравнения регрессии по средней ошибке аппроксимации $\epsilon = 0,063259$ (модель адекватна).

Таблица П. 2.4 – Расчетные значения бурового раствора BARADRILL N (липкость)

N	x1	x2	x3	y	x1y	x2y	x3y	x1x2	x1x3	x2x3	x3x1	x1 ²	x2 ²	x3 ²	(x1-x1c) ²	(x2-x2c) ²	(x3-x3c) ²	(Y-Yc) ²	Y1.3	Y-Y1.3	
1	14	70	80	0,11	1,54	7,7	8,8	980	5600	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,001534	0,1075	0,0025	0,02272
2	14	70	80	0,09	1,26	6,3	7,2	980	5600	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,003501	0,1075	-0,0175	-0,19444
3	14	70	80	0,1	1,4	7	8	980	5600	5600	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,002417	0,1075	-0,0075	-0,075
4	18	70	80	0,15	2,7	10,5	12	1260	5600	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,00000694	0,159167	-0,00917	-0,06111
5	18	70	80	0,14	2,52	9,8	11,2	1260	5600	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,00084028	0,159167	-0,01917	-0,1369
6	18	70	80	0,15	2,7	10,5	12	1260	5600	5600	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,00000694	0,159167	-0,00917	-0,06111
7	14	90	80	0,12	1,68	10,8	9,6	1260	7200	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,000851	0,1075	0,0125	0,10416
8	14	90	80	0,13	1,82	11,7	10,4	1260	7200	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,000367	0,1075	0,0225	0,17307
9	14	90	80	0,13	1,82	11,7	10,4	1260	7200	7200	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,000367	0,1075	0,0225	0,17307
10	18	90	80	0,16	2,88	14,4	12,8	1620	7200	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,000117	0,159167	0,000833	0,00320
11	18	90	80	0,16	2,88	14,4	12,8	1620	7200	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,000117	0,159167	0,000833	0,00320
12	18	90	80	0,16	2,88	14,4	12,8	1620	7200	7200	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,000117	0,159167	0,000833	0,00320
13	14	70	90	0,13	1,82	9,1	11,7	980	6300	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,000367	0,139167	-0,00917	-0,07051
14	14	70	90	0,11	1,54	7,7	9,9	980	6300	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,001534	0,139167	-0,02917	-0,26515
15	14	70	90	0,12	1,68	8,4	10,8	980	6300	6300	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,000851	0,139167	-0,01917	-0,15972
16	18	70	90	0,19	3,42	13,3	17,1	1260	6300	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,001667	0,190833	-0,00083	-0,00439
17	18	70	90	0,2	3,6	14	18	1260	6300	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,002584	0,190833	0,009167	0,04583
18	18	70	90	0,19	3,42	13,3	17,1	1260	6300	6300	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,001667	0,190833	-0,00083	-0,00439
19	14	90	90	0,15	2,1	13,5	13,5	1260	8100	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	6,94E-07	0,139167	0,010833	0,07222
20	14	90	90	0,14	1,96	12,6	12,6	1260	8100	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	8,4E-05	0,139167	0,000833	0,00595
21	14	90	90	0,15	2,1	13,5	13,5	1260	8100	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	6,94E-07	0,139167	0,010833	0,07222
22	18	90	90	0,21	3,78	18,9	18,9	1620	8100	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,003701	0,190833	0,019167	0,09127
23	18	90	90	0,2	3,6	18	18	1620	8100	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,002584	0,190833	0,009167	0,04583
24	18	90	90	0,19	3,42	17,1	17,1	1620	8100	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,001667	0,190833	-0,00083	-0,00439
Σ	384	1920	2040	3,58	58,52	288,6	306,2	30720	163200	163200	32640	6240	156000	174000	96	2400	600	0,026183			-0,21511
среднее	16	80	85	0,1491	2,4383	12,025	12,758	1280	6800	6800	1360										
N =	24	Факторы функциональной зависимости: x1-давление, x2-температура, x3- кольматирующая добавка, y- липкость.																			
n-1=	23																				

Уравнение регрессии, устанавливающее зависимость липкости: $Y1.3 = -0,32667 + 0,012917X1 + 0,003167X3$, значимость полученного уравнения $R^2 = 0,578973$; $F_n = 14,43902$;
 $F_{г} = 3,47$ (уравнение значимо описывает зависимость). Оценим адекватность уравнения регрессии по средней ошибке аппроксимации $\epsilon = 10,75549$ (модель адекватна).

Таблица П. 2.5 – Расчетные значения бурового раствора BARADRILL N (трение)

N	x1	x2	x3	y	x1y	x2y	x3y	x1x2	x1x3	x2x3	x3x1	x1 ²	x2 ²	x3 ²	(x1-x1e) ²	(x2-x2e) ²	(x3-x3e) ²	(Y-Yc) ²	Y1,3	Y-Y1,3	
1	14	70	80	0,053	0,742	3,71	4,24	980	5600	6400	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,0000326	0,050792	0,002208	0,041667
2	14	70	80	0,051	0,714	3,57	4,08	980	5600	6400	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,0000594	0,050792	0,000208	0,004085
3	14	70	80	0,048	0,672	3,36	3,84	980	5600	6400	1120	196	4900	6400	4	100	25	0,0001147	0,050792	-0,002279	-0,05816
4	18	70	80	0,056	1,008	3,92	4,48	1260	5600	6400	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,0000073	0,059875	-0,00388	-0,0692
5	18	70	80	0,056	1,008	3,92	4,48	1260	5600	6400	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,0000073	0,059875	-0,00388	-0,0692
6	18	70	80	0,06	1,08	4,2	4,8	1260	5600	6400	1440	324	4900	6400	4	100	25	0,0000017	0,059875	0,000125	0,002083
7	14	90	80	0,051	0,714	4,59	4,08	1260	7200	6400	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,0000594	0,050792	0,000208	0,004085
8	14	90	80	0,054	0,756	4,86	4,32	1260	7200	6400	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,0000222	0,050792	0,003208	0,059414
9	14	90	80	0,054	0,756	4,86	4,32	1260	7200	6400	1120	196	8100	6400	4	100	25	0,0000222	0,050792	0,003208	0,059414
10	18	90	80	0,06	1,08	5,4	4,8	1620	7200	6400	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,0000017	0,059875	0,000125	0,002083
11	18	90	80	0,061	1,098	5,49	4,88	1620	7200	6400	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,0000053	0,059875	0,001125	0,018443
12	18	90	80	0,06	1,08	5,4	4,8	1620	7200	6400	1440	324	8100	6400	4	100	25	0,0000017	0,059875	0,000125	0,002083
13	14	70	90	0,05	0,7	3,5	4,5	980	6300	8100	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,0000758	0,057542	-0,00754	-0,15083
14	14	70	90	0,058	0,812	4,06	5,22	980	6300	8100	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,0000005	0,057542	0,000458	0,007902
15	14	70	90	0,051	0,714	3,57	4,59	980	6300	8100	1260	196	4900	8100	4	100	25	0,0000594	0,057542	-0,00654	-0,12827
16	18	70	90	0,065	1,17	4,55	5,85	1260	6300	8100	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,0000396	0,066625	-0,00162	-0,025
17	18	70	90	0,068	1,224	4,76	6,12	1260	6300	8100	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,0000863	0,066625	0,001375	0,020221
18	18	70	90	0,064	1,152	4,48	5,76	1260	6300	8100	1620	324	4900	8100	4	100	25	0,0000280	0,066625	-0,00262	-0,04102
19	14	90	90	0,059	0,826	5,31	5,31	1260	8100	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,0000001	0,057542	0,001458	0,024718
20	14	90	90	0,06	0,84	5,4	5,4	1260	8100	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,0000017	0,057542	0,002458	0,040972
21	14	90	90	0,061	0,854	5,49	5,49	1260	8100	8100	1260	196	8100	8100	4	100	25	0,0000053	0,057542	0,003458	0,056694
22	18	90	90	0,068	1,224	6,12	6,12	1620	8100	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,0000863	0,066625	0,001375	0,020221
23	18	90	90	0,071	1,278	6,39	6,39	1620	8100	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,000151	0,066625	0,004375	0,06162
24	18	90	90	0,07	1,26	6,3	6,3	1620	8100	8100	1620	324	8100	8100	4	100	25	0,000128	0,066625	0,003375	0,048214
Σ	384	1920	2040	1,409	22,762	113,2	120,1	30720	163200	163200	32640	6240	156000	174000	96	2400	600	0,000997			-0,06775
среднее	16	80	85	0,058	0,9484	4,717	5,007	1280	6800	8100	1360										
N =	24	Факторы функциональной зависимости: x1-давление, x2-температура, x3- кольматрирующая добавка, y- трение.																			
n-1 =	23																				

Уравнение регрессии, устанавливающее зависимость трения: $Y1,3 = -0,035 + 0,002271X1 + 0,000675X3$, значимость полученного уравнения $R^2 = 0,4784$; $F_n = 9,630384$; $F_T = 3,47$ (уравнение значимо описывает зависимость). Оценим адекватность уравнения регрессии по средней ошибке аппроксимации $\epsilon = 3,387596$ (модель адекватна).

Научное издание

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И
ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И
ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ
(на примере месторождений Среднего Приобья)**

Монография

Составитель:
Липатов Е. Ю.

В авторской редакции

Подписано в печать 16.02.2016. Формат 60×90 1/16. Печ. л. 8.
Тираж 100 экз. Заказ № 378.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.