

## Расчеты по предупреждению прихвата компоновки низа бурильной колонны в желобе и из-за прилипания к глинистой корке

Общая методика расчета опубликована в нескольких статьях, часть одной из которых приведена в Приложении ниже.

Для таких расчетов создана программа, которая предназначена для прогнозирования наработки желоба, опасности затаскивания в него компоновки низа бурильной колонны (компоновки) и (или) прилипания ее к глинистой корке в желобе. Расчеты позволяют путем учета этого явления при выборе профиля, конструкции скважины, технологии бурения уменьшить или исключить опасность такого осложнения. Расчеты используются как при разработке и рецензировании проектов на строительство скважин, так и при оперативном производственном контроле за строительством скважины.

### Ввод инклинометрии и расчет трассы скважины

Метод построения траектории ствола

Балансный тангенциальный

Минимума кривизны

№№ строк	Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут (магнит.),
0	0	0	
1	200	1	1
2	800	2	355
3	900	1	3
4	1150	25	3
5	1500	25	3
6	2000	1	355
7	2300	1	340
8			
9			

не более 1000

1 2 3  
4 5 6  
7 8 9  
0 .  
ST BS

**При наборе чисел** разделителем целой и дробной частей числа обязательно должна быть точка!  
**Расчетная глубина по стволу должна быть не менее 30 м; расстояние между замерами углов в таблице должно быть не менее 1.25 м**  
Для ввода чисел щелкните мышкой на соответствующем поле и набирайте число, щелкая на кнопки с цифрами и точкой!  
Для изменения числа: щелчок на кнопке "ST" - стирает выделенный фрагмент, на кнопке "BS" - стирает символ перед курсором!

Руководство для пользователя

Параметры трассы. Графическое отображение проекций скважины и фигуры допуска

Продолжить расчет

### Фигура допуска

**Профиль**

Проектный

Проектный (магнитный) азимут, град: 5

Магнитное склонение, град: 17

**Фигура допуска**

Круг  Сектор

Ввод данных фигуры допуска

Проектный отход, м: 1250

Радиус круга допуска, м: 30

1 2 3 4  
5 6 7 8  
9 0 .  
ST BS

Сохранить данные фигуры допуска

Возврат к данным инклинометрии

Расчет трассы

### Параметры трассы ствола скважины

Показать параметры:  Всей трассы  Интервала

Шаг вывода значений в таблицу (кратный 1.25 м): 10

Метод расчета: Минимума кривизны

Положит. значение Y - север, Положит. значение X - восток

Счет

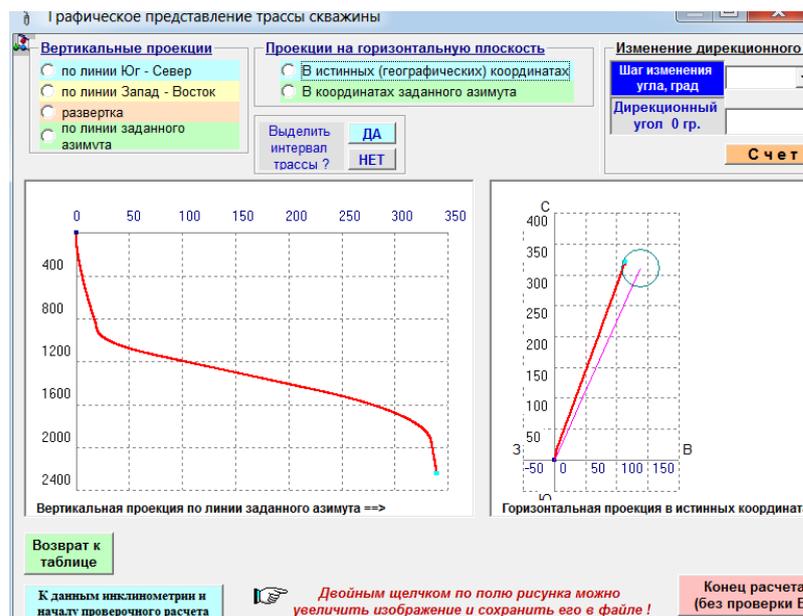
Глубина по стволу, м	Глубина по вертикали, м	Зенитный угол, град	Азимут, град	Дирек. направление, град	Расст. горизонт. устье - точка, м	Координаты				Радиус простран. кривизны, м
						в системе истинных координат		в системе заданного азимута		
						X	Y	x	y	
2210.00	2152.37	1.00	17.5	19.8	339.0	115.1	318.9	338.1	24.6	65847
2220.00	2162.37	1.00	17.0	19.8	339.2	115.1	319.0	338.3	24.6	65847
2230.00	2172.37	1.00	16.5	19.8	339.3	115.2	319.2	338.4	24.6	65847
2240.00	2182.37	1.00	16.0	19.8	339.5	115.2	319.4	338.6	24.6	65847
2250.00	2192.36	1.00	15.5	19.8	339.7	115.3	319.5	338.8	24.7	65847
2260.00	2202.36	1.00	15.0	19.8	339.9	115.3	319.7	339.0	24.7	65847
2270.00	2212.36	1.00	14.5	19.8	340.0	115.4	319.9	339.1	24.7	65847
2280.00	2222.36	1.00	14.0	19.8	340.2	115.4	320.0	339.3	24.8	65847
2290.00	2232.36	1.00	13.5	19.8	340.4	115.4	320.2	339.5	24.8	65847
2300.00	2242.36	1.00	13.0	19.8	340.6	115.5	320.4	339.6	24.8	-

Печать:  Всей трассы  Интервала

Шаг печати (кратный 1.25 м):

Интервалы расчета параметров трассы и вывода на печать можно изменять, не выходя из этого окна!

Графическое представление траектории ствола



## Ввод информации по технологии бурения исследуемого интервала скважины

Ввод Исходных Данных

Открыть файл с данными Сохранить данные

Площадь: **Правобережная** № скважины: **22**

**Категория породы**  
 М  МС  С  Т

**Тип долота**  
 Трехшарошечное  
 Алмазное фрезерное  
 Лопастное  
 типа "Стратопакс"

**Качество ствола**  
 Неосложненный  
 Осложненный

**Привод долота**  
 Роторный  
 Забойный двигатель

**Интервал бурения, м**

от (верх)	до (низ)
1150	2000

Глубина по инклинометрии, м: 2300

Длина рабочей части клиновых захватов, мм: 400

Исходные данные:

Диаметр долота, мм	295
Осевая нагрузка на долото, кН	120
Глубина уже обсаженной части скважины, м	200
Смазывающие свойства бурового раствора	ВЫСОКИЕ средние низкие
Коеф. сопротивления движению БК в открытом стволе	0.25
Плотность бурового раствора, кг / куб.м	1200
Перепад давления в ЗД и долоте, МПа	10
Коеффициент кавернозности	1.05
Наибольшее внутреннее давление на устье, МПа	15
Частота вращения, об/мин	90

Учитывать влияние повышенной температуры в скважине на прочность БТ?  НЕТ  ДА

Буровой раствор содержит сероводород?  НЕТ  ДА

## Ввод данных по составу буровой колонны

Состав БК

**Схема развертки профиля скважины**

Глубина: - по вертикали, м  
 - по стволу, м

Радиусы пространственной кривизны:

- красная линия: - меньше 250 м
- желтая линия: - от 250 до 600 м
- зеленая линия: - от 600 до 8000 м
- синяя линия: - свыше 8000 м

Глубина забоя по вертикали: 2256.1 м

**Состав колонны:**

Утяжеленные Бурильные Трубы Число секций УБТ: 2

Стальные Бурильные Трубы Число секций СБТ: 1

Алюминиевые Бурильные Трубы

Нестандартные

Предполагается ли поинтервальное разделение ствола не обсаженной части по коэффициенту трения (сопротивлению движению колонны)?  ДА  НЕТ

Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)

Открыть файл с данными Сохранить данные таблицы Очистить всю информ. таблицу

Всего сборок (секций): **3** Введите параметры **1** -й сборки

Утяжеленные (УБТ) Стальные (СБТ)

Тип УБТ сборки (секции)

**Стандарт АНИ**  УБТС-2  Горячекатанные

- А - гладкие без проточки
- Б - с проточками под элеватор и клиновой захват
- Б/1 - с проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом
- Л - с проточкой под элеватор
- Л/1 - с проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом
- Д/1 - квадратного сечения с наплавкой твердым сплавом
- Е - со спиральными канавками
- ЕН - спиральные с проточками под элеватор и клиновой захват
- ЕН/1 - со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом
- ЕЛ - со спиральными канавками и проточкой под элеватор
- ЕЛ/1 - со спиральными канавками и проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом

Наружный / внутрен. диам. / резьб. соедин. 

1	2	3	4	ST
5	6	7	8	BS
9	0	.		

229/71/3-171

Длина сборки, м

УБТ работают в коррозионной среде?  НЕТ  ДА

Резьба упрочнена?  ДА  НЕТ

Запоминайте параметры труб !

Изменить состав БК Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава Длина БК, м  Введено, м  Осталось, м  Запомнить параметры сборки

Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)

Открыть файл с данными Сохранить данные таблицы Очистить всю информ. таблицу

Всего сборок (секций): **3** Введите параметры **2** -й сборки

Утяжеленные (УБТ) Стальные (СБТ)

Тип УБТ сборки (секции)

**Стандарт АНИ**  УБТС-2  Горячекатанные

- А - гладкие без проточки
- Б - с проточками под элеватор и клиновой захват
- Б/1 - с проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом
- Л - с проточкой под элеватор
- Л/1 - с проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом
- Д/1 - квадратного сечения с наплавкой твердым сплавом
- Е - со спиральными канавками
- ЕН - спиральные с проточками под элеватор и клиновой захват
- ЕН/1 - со спиральными канавками и проточками под элеватор и клиновой захват с наплавкой твердым сплавом
- ЕЛ - со спиральными канавками и проточкой под элеватор
- ЕЛ/1 - со спиральными канавками и проточкой под элеватор с наплавкой твердым сплавом

Наружный / внутрен. диам. / резьб. соедин. 

1	2	3	4	ST
5	6	7	8	BS
9	0	.		

178/71/3-133

Длина сборки, м

УБТ работают в коррозионной среде?  НЕТ  ДА

Резьба упрочнена?  ДА  НЕТ

Запоминайте параметры труб !

Изменить состав БК Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава Длина БК, м  Введено, м  Осталось, м  Запомнить параметры сборки

Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)

Открыть файл с данными Сохранить данные таблицы Очистить всю информ. таблицу

Всего сборок (секций): **3** Введите параметры **3** -й сборки

Утяжеленные (УБТ) **Стальные (СБТ)**

**БТ сборки**

Отечественные  
 Импортные

**Класс БТ**

Первый  
 Второй  
 Третий

При вводе параметров труб соблюдайте последовательность: тип, класс, диаметр, толщина, группа прочности !

Наружный диаметр, мм	Диаметры замка, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности
127	165-76	9.19	Л

**БТ с приваренными замками**

ТБПВ - с внутренней высадкой концов  
 ТБПН - с наружной высадкой концов  
 ТБПК - с комбинированной высадкой концов

**БТ сборной конструкции**

ТБВ - с высаженными внутрь концами  
 ТБН - с высаженными наружу концами  
 ТБВК - с высаженными внутрь концами и стабилизирующими поясками

1 2 3 4 ST  
5 6 7 8 BS  
9 0 .

Длина сборки, м **1892**

Запоминайте параметры труб

**Изменить состав БК** | Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава | **Длина БК, м** **2000** | **Введено, м** **2000** | **Осталось, м** **0** | **Запомнить и продолжить расчет**

Состав БК (информация)

№№ секций БК (снизу - вверх)	Тип	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки (внутр. диам.), мм	Группа прочности (марка)	Длина секции, м
1	Имп.Е	229.0	71.0	45ХГМА	72
2	Имп.Е	178.0	71.0	45ХГМА	36
3	ТБПК	127.0	9.19	Л	1892

**Длина буровой колонны 2000 м**

Будете изменять состав или типоразмеры секций БК ? **НЕТ** **ДА**

**Результаты расчета**

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

Интервал бурения, м	1150 - 2000	Площадь: Правобережна
Категория разбуриваемой породы	МС	Скважина № 22
Качество ствола	Осложненный	
Тип долота	Стратопакс	
Привод долота	Роторный	
Диаметр долота, мм	295.0	
Осевая нагрузка на долото, кН	120	
Глубина уже обсаженной части скважины, м	200	
Коеф. сопротив. движению БК в обсажен. части скв.	0.12	
Коеф. сопротивления движению БК в открытом стволе	0.25	
Плотность бурового раствора, кг/куб.м	1200	
Частота вращения долота, об/мин	90	
Кoeffициент кавернзности	1.05	
Наибольшее внутреннее давление на устье, МПа	15.0	
Перепад давления в ЭД и долоте, МПа	10.0	
Класс бурильных труб	Первый (I)	

**Результаты проверочного расчета бурильной колонны**

№№ компл-кта	Тип компл.	Интервал размещения (от устья), м		Длина секции, м	Типоразмер			Вес, кН		Минимальные коеф. запаса прочности						
		от	до		тип	наруж-ный диаметр, мм	толщи-на стенки, мм (Dвн)	группа проч-ности (марка стали)	секции (в воз-духе)	нарас-тающий	при движ. вверх от забоя	в про-цессе бурения	по уста-лости	на устье при СПО	в кли-новом зах-вате	по вну-трен. давле-нию
1	УБТ	2000	1928	72	Имп.Е	229	(71)	45ХГМА	210.41	210.41	4.76	5.72	4.01	-	-	-
2		1928	1892	36		178		45ХГМА	59.14	269.55	3.64	7.16	4.51	2.42	3.52	4.91
3	СБТ	1892	0	1892	ТБПК	127	9.19	л	604.30	873.85	2.40	3.01	2.55	2.40	2.53	5.80

Макс. усилие на крюке при отрыве долота от забоя - 897 кН  
 Удлинение колонны при отрыве долота от забоя - 1.68 м  
 Нагрузка на крюке при бурении - 541 кН  
 Момент на роторе для вращения колонны - 11.94 кН\*м  
 Угол закручивания колонны при бурении - 1148 град

Щелчок по полю коеф. запаса прочности покажет его нормативное значение N

## Результаты прочностного расчета бурильной колонны и переход на технологические исследования

**Динамический КЗП**

Кoeffициент запаса прочности при статическом нагружении	2.3
Допускаемая средняя скорость движения бурильной колонны (при нормативном коеффициенте запаса прочности), м / с	3.56
Введите среднюю скорость движения бурильной колонны, м / с	1
Напряжения растяжения на устье скважины с учетом инерции колонны, МПа	327
Кoeffициент запаса прочности с учетом инерции колонны при СПО	1.95

# Расчеты наработки желоба на стенке скважины

Забой на глубине 2000 м. Ствол обсажен до глубины 200 м

Открыть файл с данными Сохранить данные Очистить все поля

Виды работ	Интервал расчета работы сил трения (не менее 20 м)		Проходка на долото, м	Нагрузка на долото, кН	Механическая скорость бурения, м / час	Обороты ротора, об/мин	Работа сил трения по стенкам интервала, кНм	
	от	до					при линейном перемещении	при вращении
Бурение с вращением ротором <input checked="" type="checkbox"/>	1150	2000	170	120	3	90	103423	34096305
Отбор керна <input type="checkbox"/>								
Проработка ствола <input checked="" type="checkbox"/>	900	2000	550		10	90	60898	14515651
Технологический спуск БК <input checked="" type="checkbox"/>	900	2000	850				57581	
Подготовка ствола к спуску ОК <input checked="" type="checkbox"/>	900	2000	1050		10	90	91799	14515651

Замки БТ имеют твердосплавную наплавку?  ДА  НЕТ      Замки БТ имеют фаски?  ДА  НЕТ

Суммарная работа сил трения по всем видам работ и заданным интервалам      313701      63127607

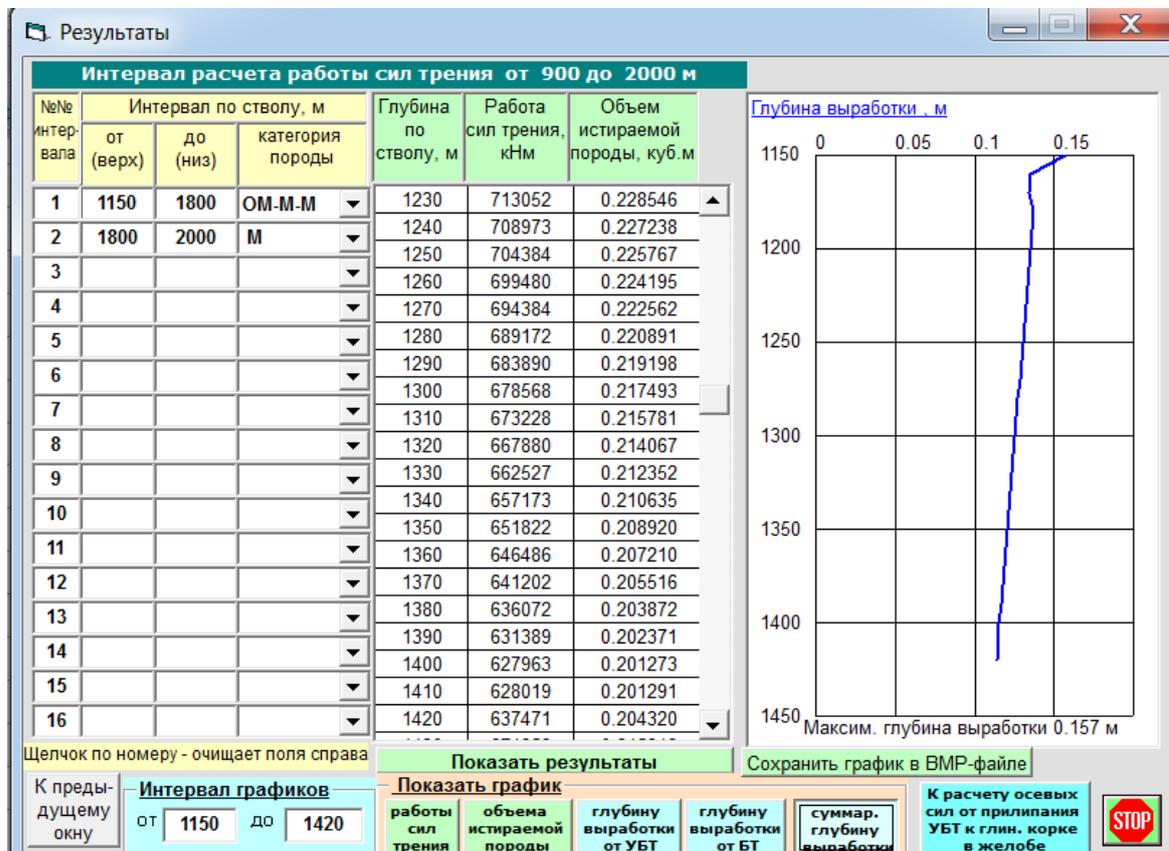
Соотношение удельной работы разрушения при линейном перемещении инструмента к удельной работе при его вращении      0.6

Приведенная суммарная работа сил трения      63650442

Введите значение работы (кНм), необходимой для истирания 1 куб.м "эталонной" породы      4000000

*Примечание. Границы расчетных интервалов будут приняты кратными 10 м !*      можно корректировать!

Изменить исходные данные      Возврат к таблице результатов      Показать схему взаимодействия БК со стенками скважины      Изменить данные           Продолжить



**Введите**

Среднюю толщину глинистой корки, мм

Липкость корки (напряжение сдвига УБТ в корке), МПа

Коэф. неровности стенки скв. ( $\leq 1.0$ )

Глубина нижнего конца УБТ в желобе, м  < можно изменить!

Площадь контакта УБТ с глинистой коркой в желобе 8.85 кв. м

Осевое усилие в сечении верхнего конца УБТ при подъеме 1079 кН

Показать поперечное сечение ствола?  ДА  НЕТ

Введите глубину (в интервале 1692 - 1800 м)

Определить опасное сечение БТ и коэф. запаса прочности при подъеме?  ДА  НЕТ

Тип секции БТ	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Опасное сечение на глубине, м	Коэф. запаса прочности по текучести
ТБПК	127	9.19	М	0	1.30

Корректируя конструкцию скважины, ее профиль, технологию бурения можно исключить такие осложнения, как наработку опасного желоба и прихват в нем компоновки низа бурильной колонны, прилипание труб к стенке скважины.

## Приложение (фрагмент статьи)

Научно-технический журнал *Инженер-нефтяник* #4'2011 15

**ПРИЛИПАНИЕ КОМПОНОВКИ НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ К СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ...**

УДК 622.241.6

**Прилипание компоновки низа бурильной колонны к стенке скважины и методология разработки мероприятий по его предупреждению**

Ю.М. Гержберг – канд. техн. наук  
(ООО «НПО «Севернефтегазтехнология»),  
В.И. Киришин – канд. техн. наук

Прихваты бурильной колонны в результате прилипания ее участков к стенке скважины наряду с прихватами в желобных выработках остаются

основной причиной аварий с бурильной колонной. Наиболее часто прилипание происходит в зоне размещения компоновки низа бурильной колонны (КНБК, компоновка), чему способствует в первую очередь большая поверхность ее контакта с глинистой коркой и, как правило, большая составляющая радиальной нагрузки на стенку скважины по сравнению с бурильными трубами.

К настоящему времени изучены процессы прилипания бурильной колонны к стенке скважины и их динамика, свойства глинистой корки. Вместе с тем рекомендации по предотвращению таких прихватов содержат прежде всего мероприятия по снижению адгезионных свойств глинистой корки путем добавки в буровой раствор смазывающих компонентов, уменьшению времени пребывания КНБК в неподвижном состоянии в зоне вероятного прихвата, снижению перепада гидростатического давления над поровым. Эти мероприятия не всегда могут быть реализованы в полной мере и предотвратить прихват бурильной колонны. Механизм прилипания бурильной колонны включает составляющие, обусловленные взаимодействием труб со стенками скважины как под действием перепада давления в системе скважина — проницаемый пласт породы, так и адгезионной связью поверхности контакта труб с глинистой коркой. Со временем, исчисляемым десятками минут с момента остановки бурильной колонны в скважине, происходит рост и последующая стабилизация адгезионной составляющей прихвата в результате углубления труб в корку и уплотнения этой корки в зоне контакта.

Для освобождения колонны на конечной стадии прилипания требуются силы, нередко превышающие прочность труб. Введение смазывающих добавок в буровой раствор является полезным, хотя и затратным мероприятием, но не всегда достаточным по конечному эффекту. Вместе с тем имеется возможность изначально существенно ограничить силы прихвата путем минимизации площади контакта труб со стенками скважины. Такие мероприятия включают не только недостаточно эффективное применение утяжеленных труб со спиральными канавками, но и включение в компоновку элементов (центраторов, утолщенных переводников, эксцентрических опор), предотвращающих прилегание труб к стенке скважины по значительной длине.

Рациональное размещение таких элементов зависит как от диаметров труб и скважины, так и от зенитного угла и кривизны оси скважины. Ограничением для включения таких элементов в компоновку может быть опасность прихвата такой компоновки на забое в результате обвалов, обрушений породы со стенок скважины в процессе бурения.

Основные факторы, способствующие прилипанию КНБК к стенкам скважины:

1. образование толстой глинистой корки на стенках скважины и повышенные адгезионные свойства этой корки;
2. превышение давления в скважине над поровым выше нормативного;
3. конструкция компоновки, не препятствующая образованию значительной площади контакта труб с глинистой коркой;
4. пребывание компоновки в неподвижном состоянии продолжительное время и увеличение площади ее контакта с коркой при этом;
5. прохождение наклонного или горизонтального участка профиля скважины через горизонты породы, потенциально опасные по прилипанию компоновки.

Расчет состава КНБК, при котором в конкретных условиях работы минимизируется вероятная площадь контакта труб со стенками скважины должен учитывать основные вышеизложенные факторы.

Рекомендуемая методология расчетов взаимодействия компоновки со стенками скважины основана на количественной оценке влияния следующих факторов:

- толщины и адгезионных свойств глинистой корки;
- перепада между гидростатическим давлением в скважине и поровым давлением в породе;
- трассы скважины в зоне разбуривания проницаемых пород;
- состава утяжеленных труб, диаметра и местоположения центрирующих элементов в компоновке, выполняющих функциональные задачи по реализации заданной трассы скважины и уменьшающими площадь контакта труб с ее стенками.

Исследования основаны на определении сил взаимодействия компоновки с глинистой коркой на стенке скважины путем расчетов напряженно деформированного состояния компоновки, определения площади контакта, нагрузки, необходимой для освобождения компоновки. прилипание компоновки низа буровой колонны к стенке скважины.

Допущения, принятые в расчетной схеме:

1. ствол скважины имеет цилиндрическое сечение;
2. буровая колонна находится в неподвижном состоянии без разгрузки на забой.

При расчетах вводился корректирующий коэффициент «формы поверхности» стенки скважины, учитывающий локальные неровности ее поверхности как по поперечному сечению, так и вдоль оси скважины, которые уменьшают силы сцепления труб с коркой. Оценочная величина этого коэффициента в диапазоне 1,0–0,3 определяется как свойствами долота, формирующего некруглое сечение ствола, так и перемежаемостью пропластков пород различной твердости. В расчетах и реальных условиях отличие сечение ствола скважины от круга значительно не влияет на выбор расположения опор компоновки.

Для решения задачи разработана программа ЭВМ (см. свидетельство об официальной регистрации программ для ЭВМ № 2006610567) расчета напряженно деформированного состояния буровой колонны в скважине и ее взаимодействия с ограничивающим пространством, включающая блок расчета процесса прилипания компоновки и сил, возникающих при ликвидации прихвата буровой колонны. Взаимодействие КНБК со стенками скважины определяется гравитационными и упругими силами, действующими в компоновке, и силами, возникающими от перепада давления между скважиной и породой. По нормативам такой перепад в зависимости от глубины пласта не должен превышать 3 МПа. В скважинах с небольшим зенитным углом перепад давления создает основную силу, прижимающую трубу к корке.

Поскольку глинистая корка обычно плотная, то реальный перепад определяется как доля от перепада давления между скважиной и пластовым

давлением. Чем более толстая и плотная корка, тем меньше эта доля. По результатам исследований расчетная доля перепада давления для условий, что толщина корки  $b$  не меньше 2 мм, определяется по зависимости  $k = (2/b)^{0,5}$ . Суммарные, поперечные оси скважины, силы взаимодействия компоновки со стенками скважины складываются из реакций на опорах и сил прижатия труб к глинистой корке под воздействием перепада давления.

Общая продольная сила, необходимая для преодоления сил взаимодействия компоновки со стенками скважины, определяется, как сумма поперечных сил, умноженных на условный коэффициент трения в глинистой корке. В зависимости от свойств корки (качества глины, включений в корку шлама, наличия в растворе смазывающих компонентов), коэффициент статического трения находится в пределах от 0,12 до 0,33. Задача минимизации контакта труб с глинистой коркой и предотвращения прилипания к ней компоновки решается путем регулирования состава компоновки, в первую очередь варьированием местоположения оптимального количества центрирующих элементов определенного диаметра при задаваемых толщине и свойствах глинистой корки, перепаде давления между стволом и стенкой скважины.

На основе расчетов с помощью программы ЭВМ определяются для заданных условий все искомые данные и, в конечном счете, разрабатываются мероприятия для предупреждения прилипания компоновки к стенке скважины в конкретных условиях, как по составу компоновки, так и по регулированию параметров бурового раствора.

При опасности налипания материала глинистой корки на лопасти центриатора и образования сальников в качестве опор для уменьшения площади контакта УБТ со стенками скважины могут быть использованы короткие (1,2–1,6 м) «скалки» УБТ увеличенного диаметра, например, диаметром 254–273 мм для долот 295,3 мм с фасками под диаметр основных труб компоновки. Такие устройства уменьшают вероятность налипания на опору глинистого материала со стенок скважины по сравнению с лопастными центриаторами, образования сальников на них, прихвата при осыпании шлама. При этом работоспособность

опоры поддерживается путем ее периодического укорочения и перенарезки резьбы через определенное время работы опоры для резьбовых соединений и износу по диаметру в большинстве условий бурения близок.

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. применение опорных элементов в компоновке позволяет многократно уменьшить вероятность ее прилипания в интервале залегания проницаемых пород;

2. диаметр опорных элементов может быть существенно меньше диаметра долота, но больше диаметра УБТ не менее чем на 15-25 мм;

3. рациональное размещение таких опор определяется путем расчета на ЭВМ с учетом диаметра скважины, состава компоновки, зенитного угла скважины;

4. в наибольшей степени на силы взаимодействия компоновки со стенками скважины влияют свойства глинистой корки и перепад давления между скважиной и порами породы, в гораздо меньшей степени – зенитный угол скважины;

5. приведенная методология и программный продукт для выполнения расчетов позволяет разрабатывать рекомендации по предотвращению прихватов из-за прилипания труб для разных условий строительства скважины.

Рассматриваемая методика позволяет также рассчитать процесс изменения сил взаимодействия труб со стенкой скважины по времени и определить допустимое время нахождения компоновки в неподвижном состоянии. При этом рассчитывается пластическая деформация среды опоры (глинистой корки) при внедрении в нее труб под воздействием изменяющихся со временем по мере увеличения площади контакта и радиальных сил от перепада давления и напряженно-деформированного состояния компоновки.