

## **Расчеты бурильной колонны в процессах бурения, компоновки ее низа, процессов прихвата и его ликвидации**

**Программный комплекс расчета бурильных колонн** включает программу проверочного расчета установленного состава бурильной колонны Prover\_Bur\_Kol и программу расчетов процессов прихвата колонны в желобе, в результате прилипания, технологий предупреждения таких прихватов Prikhvat\_Bur\_Kol. Рассматриваются бурильные колонны, используемые для бурения и восстановления скважин с различными профилями при разных способах бурения.

Программа предназначена для использования при разработке проектов на строительство скважин, экспертизе проектов, контроле и производстве буровых работ в части выбора и эксплуатации бурильной колонны в целом и компоновки ее нижней части, безопасной работы в сложных условиях и ликвидации ее прихвата. Решаемые с помощью программы задачи:

1) Проверка соответствия выбранной бурильной колонны условиям бурения, в том числе при реализации форсированных режимов бурения, работы в стволе со сложным профилем;

2) Графическое отображение фактической и проектной трассы скважины;

3) Расчет напряженного состояния колонны бурильных труб, коэффициентов запаса прочности при разных условиях ее работы;

4) Оценка возможности применения различных технологий бурения, решения вопросов предотвращения и ликвидации аварий с бурильной колонной, а также вопросы бурения горизонтальных скважин, в том числе передачи нагрузки на долото при большом отходе забоя от вертикали, работы бурильной колонны в условиях значительной кривизны ствола и др.

5) Оптимизационный выбор состава компоновки, в том числе диаметра, длины секций утяжеленных труб, размещения центраторов разного диаметра, обеспечивающего наиболее эффективное выполнение заданной трассы скважины с учетом влияния геологических и технологических факторов.

6) Расчета сил прилипания компоновки к стенке скважины в условиях перепада давления между скважиной и ее стенками, **проверки эффективности разных технологий предупреждения такого прихвата;**

7) Оценка максимальных напряжений в резьбе и ее разгерметизации при бурении и прохождении искривленных участков скважины;

8) Определения места прихвата и допустимых воздействий на бурильную колонну (натяжения и кручения) при ликвидации прихвата.

Прочностные расчеты осуществляются в соответствии с действующими нормативными материалами по наиболее приближенному к реальности напряженному состоянию колонн, в том числе с учетом взаимодействия каждой трубы бурильной колонны со стенками скважины. Проектируемая колонна может состоять как из стальных труб разного диаметра, так и легкосплавных труб и их комбинаций, в том числе установки ЛБТ в составе компоновки низа бурильной колонны. Программа сигнализирует о затруднении в обеспечении требуемой нагрузки на долото в горизонтальных скважинах, производит расчет с установкой утолщенных бурильных труб или УБТ в верхней части бурильной колонны для достижения спуска колонны на заданную глубину и требуемых режимов бурения. При расчете учитывается начисленный износ труб (класс), качество изготовления резьбовых соединений замков, влияние агрессивной среды, температуры в скважине и т. п. По желанию Пользователя рассчитываются динамические (инерционные) нагрузки при ускорении (замедлении) осевого движения бурильных колонн в процессе спуско-подъемных операций в глубоких скважинах, что позволяет предотвратить обрывы колонны при спуске-подъеме тяжелых колонн.

При наличии сжатого участка бурильных труб (например, при бурении горизонтальных скважин, при использовании труб малой жесткости) производится оценка возможного пространственного (спирального, волнообразного) отклонения оси труб относительно оси скважины. В ряде случаев такой расчет заметно корректирует данные расчета бурильных колонн по общепринятой методике. Проверяется соответствие по жесткости компоновки низа бурильной колонны спускаемой обсадной колонне и задаваемой нагрузке на долото, даются рекомендации по требуемому диаметру УБТ и общей длине компоновки, производится проверка прочности резьбовых соединений утяжеленных бурильных труб.

В программе имеется вспомогательный блок для графического и табличного отображения трассы скважины в виде проекции на горизонтальную плоскость и вертикальную плоскость с любым заданным азимутом, полного комплекта траекторных параметров любой точки оси скважины. Этот блок может использоваться автономно для проверки соответствия фактической трассы проектной, определения отклонения трассы ствола скважины от проектной.

Программная оптимизация состава бурильной колонны производится по приоритету минимизации ее веса в пределах заданного пользователем диапазона планируемых к использованию труб (типоразмеров труб, толщин стенок, марок стали отечественных и импортных труб и их износа). Вместе с тем, устанавливая определенный порядок ввода и диапазон типоразмеров труб, пользователь может реализовать другой подход к выбору состава бурильной колонны. Пользователь может задавать предполагаемое размещение в колонне легкосплавных труб.

Программный комплекс позволяет решать вопросы бурения экстремальных по профилю скважин, в том числе определять возможность спуска бурильной колонны, передачи требуемой нагрузки на долото в горизонтальных скважинах. Программа сигнализирует о проблемах,

которые могут возникнуть при выбранном составе бурильной колонны при бурении скважин со сложным профилем и подсказывает пути решения проблемы, в том числе установка тяжелых труб в отвесной части скважины, снижение коэффициента трения между трубами и стенками скважины и другое. Программы позволяют определить оптимальный общий состав бурильной колонны для бурения всех интервалов скважины при различных условиях работы (по способу и режиму бурения, моментоемкости долот, характеристике пород).

Особенностью программы проверочного расчета бурильной колонны является наличие специфических функций, отсутствующих в программе проектировании бурильной колонны. К ним относится возможность с помощью программы определять с достаточно высокой точностью место прихвата колонны, допустимые силовые воздействия на бурильную колонну при ликвидации прихватов в конкретных условиях, в том числе сочетание натяжения и закручивания ротором (отбивку) с учетом реального состава и износа труб и взаимодействия колонны со скважиной. Кроме того, указанная программа позволяет рассчитывать на прочность бурильные трубы, данные о которых отсутствуют во встроенной базе данных по бурильным трубам.

Программа позволяет определить взаимодействие бурильной колонны со стенками скважин, усилия прижатия замков труб к стенкам ограничивающего пространства, зоны наиболее вероятного образования желобов. В программе Prover\_Bur\_Kol имеется блок для определения работы взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины при всех видах работ в стволе (спуско-подъемных операциях, углублении ствола, проработках и промывках) с учетом вращения труб или его отсутствия, проходки на долото, механической скорости проходки, частоты вращения бурильной колонны. По накопленной работе при воздействии бурильной колонны на стенки скважины в каждой точке ствола определяется выработанный объем породы (с учетом твердости породы) и

глубина наработанного желоба. Программа позволяет оценить эффективность мероприятий по предотвращению образования опасных желобов путем изменения способа и режимов бурения, показателей работы долота, корректировки конструкции скважины и состава бурильной колонны. Программа также позволяет рассчитывать технологию ликвидации уже образовавшихся желобов, в том числе путем использования компоновок с эксцентрическими узлами.

Интерфейс программы представляет собой последовательность открывающихся окон (форм), на которых расположены элементы управления, подобные применяемым в других Приложениях WINDOWS (Word, Excel и т.д.).

- Поля ввода или текстовые поля. Такие поля ограничены прямоугольной рамкой и предназначены для ввода чисел. Перед вводом часть содержимого поля может быть выделено и таким образом заменено вводимым символом. Выделение отдельных символов или всего числа производится протаскиванием указателя мыши по этим символам при нажатой левой кнопке мыши.
- Комбинированные поля списка. Позволяют выбрать значения (числа) из списка. Эти поля снабжены кнопкой со стрелкой на правом краю. Для открытия списка следует щелкнуть на данной стрелке или нажать клавиши [Alt] + [стрелка вверх]. Элемент поля списка выбирается простым щелчком мыши на нем.
- Поля опций с селекторными кнопками (кнопками переключателя, «радио- кнопки»). Кнопка переключателя представлена маленьким белым кружком. Нажатая кнопка отличается наличием черной точки в кружке. Для выбора (нажатия) кнопки переключателя следует щелкнуть на ней мышью.
- Командные кнопки. Предназначены либо для продолжения работы программы, либо для открытия следующего окна. Снабжены

надписями или графическими изображениями (стрелок, дискеты, принтера и т.д.). Кнопка, которая выбирается нажатием [Enter], выделена жирной рамкой.

- Поля ввода чисел со счетчиком. На правом краю этого поля видны две кнопки со стрелками. Выполняя щелчок на стрелке, текущее содержимое поля увеличивается или уменьшается на величину шага (обычно на 1).

### **Состав каталога Prov\_Bur:**

1. Исполняемый файл Prov\_Bur.exe

2. Папки:

- ParTrub
- ProvBkRez
- Risunok.bmp
- PromData
- RisBmp
- ComponBK
- InstruktProvBK
- IsxDan
- BTNew
- ZamRez

Наличие всех папок в каталоге, в котором находится исполняемый файл Prov\_Bur.exe, является **обязательным**. Некоторые папки могут быть пустыми.

Не стирать файлы в папке **ParTrub!**

### **Последовательность работы с программой**

Щелчком мыши на файле **Prov\_Bur.exe** запустить программу на выполнение.

Проверяется наличие всех папок в каталоге. Если отсутствует какая-либо папка, будет выдано соответствующее сообщение.

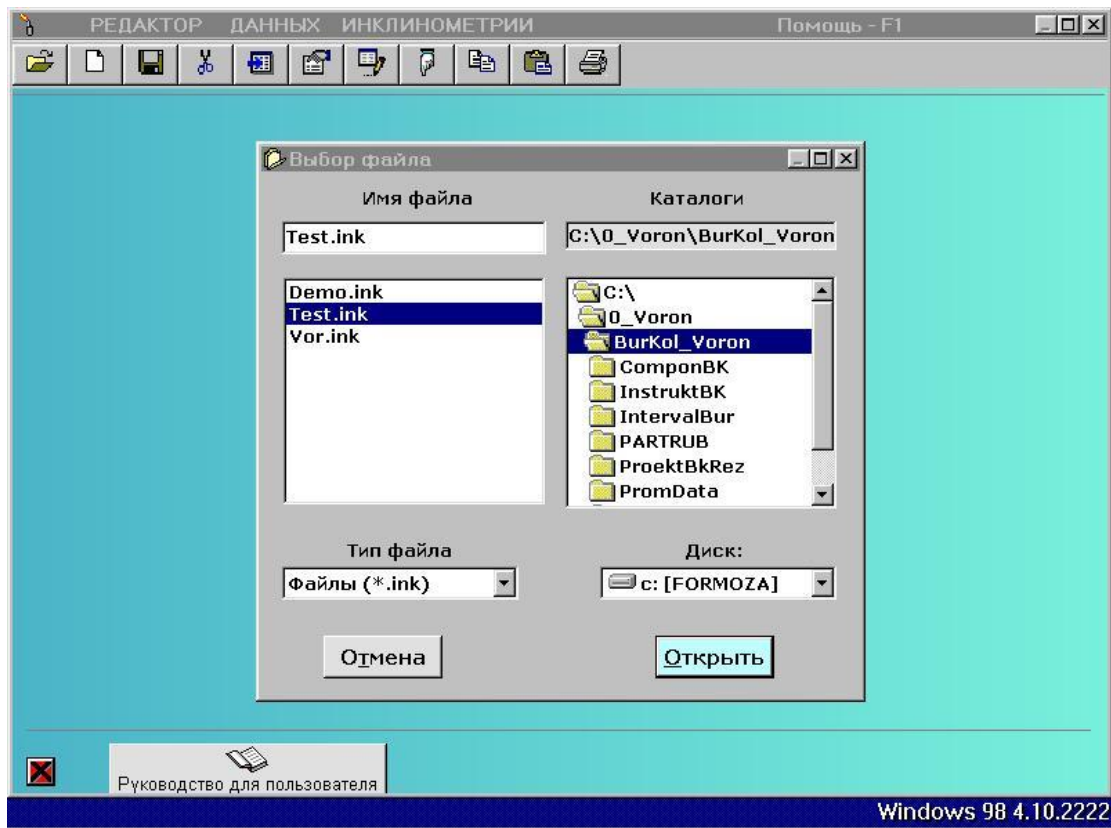
Появится первое окно (форма) – РЕДАКТОР ДАННЫХ ИНКЛИНОМЕТРИИ.

В верхней части редактора расположен блок иконок со **всплывающими** подсказками. Щелчком мыши на иконках будут выполнены действия (слева – направо):

- открытие таблицы с данными инклинометрии, записанными в ранее созданный файл;
- открытие формы (таблицы) для занесения данных инклинометрии:
  - а) глубины скважины по стволу, м;
  - б) зенитных углов, град.;
  - в) азимутальных углов, град.
- сохранение введенных данных инклинометрии в файл;
- удаление строк из таблицы;
- раздвинуть строки для ввода значений;
- добавить пустую строку в начало файла;
- добавить пустую строку в конец файла;
- упорядочить по столбцу – позволяет сформировать таблицу по возрастанию глубины с переносом соответствующих значений углов;
- копировать в буфер;
- вставить из буфера;
- печать.

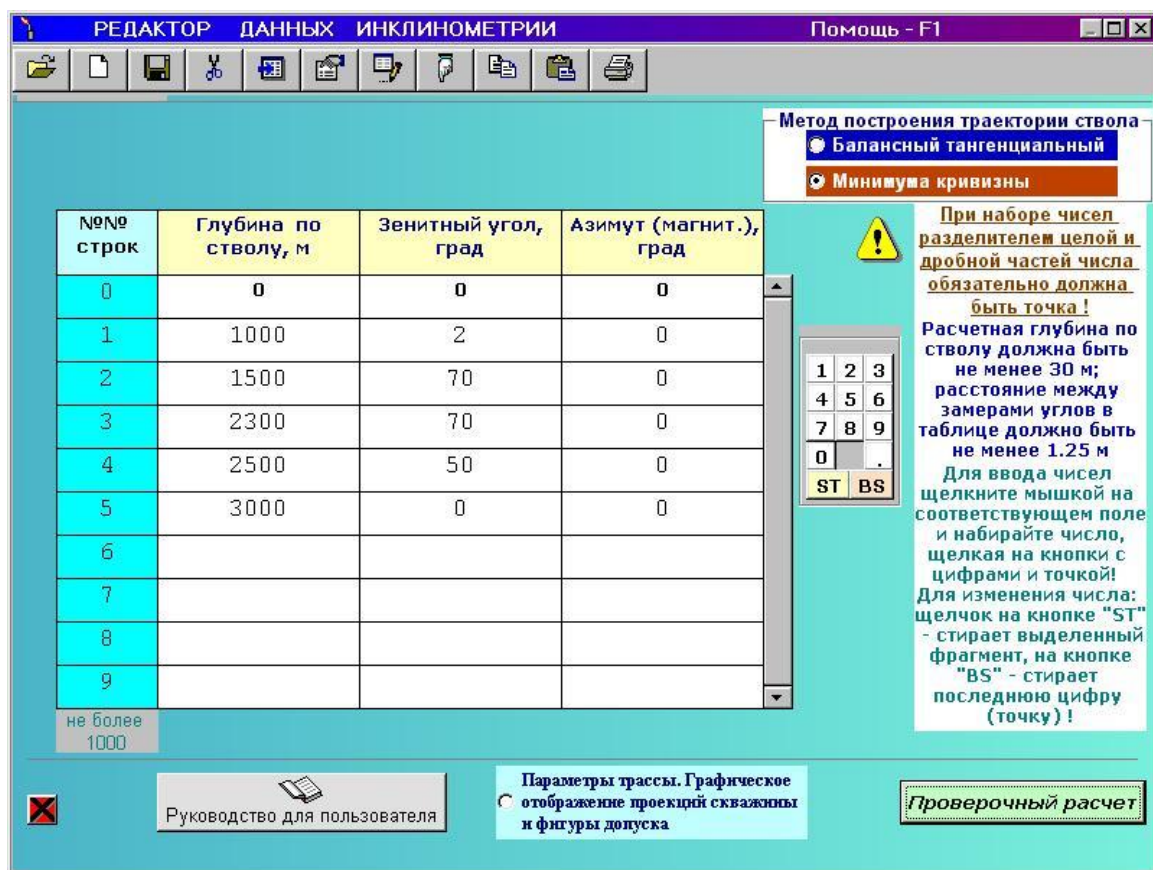
При нажатии клавиши F1 появляется окно с пояснениями по вводу и корректировке данных инклинометрии.

Файл с инклинометрическими данными (с расширением .ink) может находиться в любом каталоге, на любом диске. Выбор его – с помощью окна «Выбор файла», в котором последовательно выбираются диск, каталог и файл.



Заполненная таблица имеет вид:





При наборе дробных чисел разделителем целой и дробной частей числа **обязательно** должна быть **точка**.

Первая строка таблицы имеет номер ноль и значения глубины, зенитного и азимутального углов также должны быть нулевыми. Другими словами, таблица начинается от устья скважины.

Набор чисел и их корректировка может производиться с помощью мыши. Это производится с помощью элемента с цифрами. На элементе размещены 10 кнопок с цифрами, точка и две кнопки. Щелчок на кнопке с надписью «ST» - стирает выделенный фрагмент числа (или все число), на кнопке «BS» – стирает последний символ числа.

Внизу слева расположена **красная кнопка с черным крестом** (командная кнопка), щелчок на которой прекращает выполнение программы (только при подтверждении соответствующего запроса). Такими кнопками снабжены почти все формы программы.

После щелчка на кнопке «Инструкция для пользователя» будет показано настоящее «Руководство ...», если система компьютера содержит WORD-97 или более поздние версии.

Программа позволяет более детально (с шагом 1.25 м) посмотреть параметры трассы ствола скважины. Расчет может быть проведен балансным тангенциальным методом или методом минимума кривизны.

Для этого нужно активировать кнопку «Параметры трассы. Графическое отображение траектории скважины и фигуры допуска». Откроется окно.

Профиль	
<input checked="" type="radio"/> Проектный	
Проектный (магнитный) азимут, град	80
Магнитное склонение, град	20

Фигура допуска	
<input checked="" type="radio"/> Круг	<input type="radio"/> Сектор
Ввод данных фигуры допуска	
Проектный отход, м	1400
Радиус круга допуска, м	100

В поля этого окна вводятся параметры фигуры допуска (или используются записанные ранее в файлы с расширением .dap из папки PromData).

После щелчка на кнопке «Расчет трассы» откроется окно, в котором вводится шаг представления параметров трассы. Можно выбрать любой интервал ствола длиной не менее 1.25 м.

**Параметры трассы ствола скважины**

Показать параметры

Всей трассы  Интервала

Шаг вывода значений в таблицу (кратный 1.25 м)

Метод расчета: Минимума кривизны

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

Глубина по стволу, м	Глубина по вертикали, м	Зенитный угол, град	Азимут. угол, 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	
2960.00	2724.86	44.25	109.8	98.1	915.7	906.6	-128.7	915.2	30.7	2981
2970.00	2732.01	44.43	109.8	98.2	922.5	913.2	-131.1	922.1	29.5	2981
2980.00	2739.14	44.62	109.9	98.3	929.4	919.8	-133.5	929.0	28.3	2981
2990.00	2746.24	44.81	110.0	98.3	936.3	926.4	-135.9	935.9	27.1	2981
3000.00	2753.32	45.00	110.0	98.6	943.2	933.0	-138.3	942.9	25.8	2981
3010.00	2760.42	44.66	109.8	98.5	950.1	939.7	-140.7	949.8	24.6	1606
3020.00	2767.55	44.32	109.7	98.6	957.0	946.3	-143.1	956.7	23.4	1606
3030.00	2774.72	43.99	109.5	98.7	963.8	952.8	-145.4	963.6	22.3	1606
3040.00	2781.94	43.65	109.4	98.8	970.6	959.3	-147.7	970.4	21.1	1606
3050.00	2789.20	43.31	109.2	98.8	977.4	965.8	-150.0	977.2	20.0	1606
3060.00	2796.49	42.97	109.0	98.9	984.1	972.3	-152.2	984.0	18.9	1606
3070.00	2803.83	42.64	108.8	99.0	990.8	978.7	-154.4	990.7	17.9	1606
3080.00	2811.21	42.30	108.7	99.0	997.5	985.1	-156.6	997.3	16.9	1606

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!

Параметры всей трассы ствола или интервала можно вывести на печать. После щелчка на кнопке “Графическое представление траектории ствола”, откроется следующее окно, в котором можно посмотреть вертикальные и горизонтальные проекции трассы ствола.

В качестве примера показаны вертикальная проекция трассы по линии Запад-Восток и горизонтальная проекция в истинных координатах.

**Графическое представление трассы скважины**

**Вертикальные проекции**

по линии Юг - Север

по линии Запад - Восток

развертка

по линии заданного азимута

**Проекция на горизонтальную плоскость**

в истинных (географических) координатах

в координатах заданного азимута

Выделить интервал трассы?

**Изменение дирекционного угла**

Шаг изменения угла, град

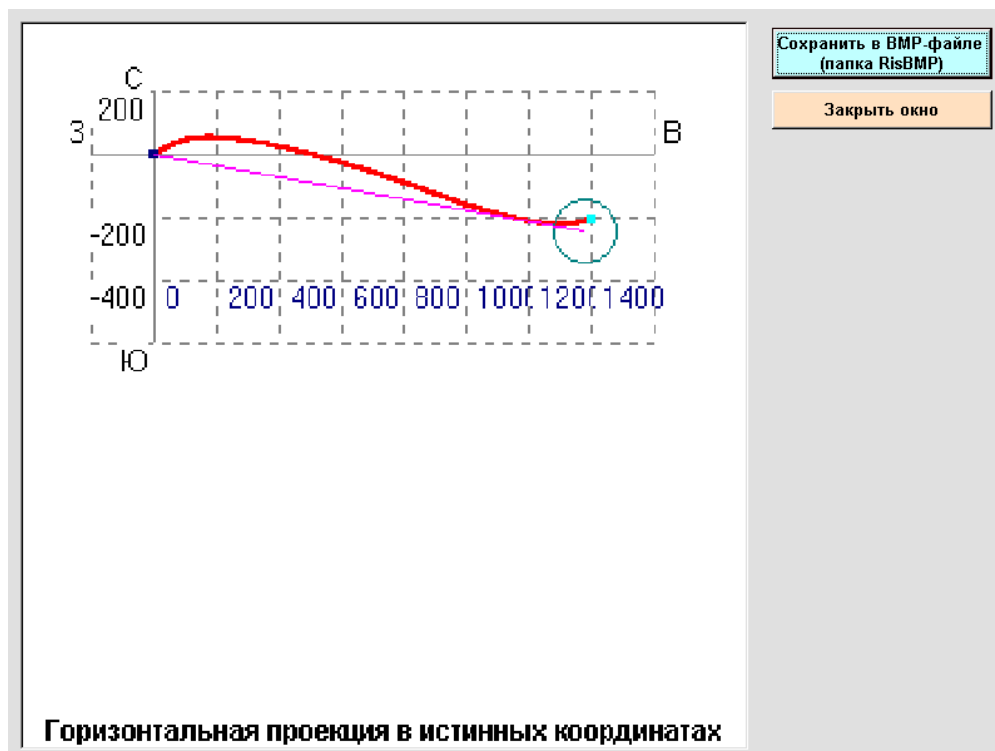
Дирекционный угол 0 гр.

Вертикальная проекция по линии <== Запад-Восток ==>

Горизонтальная проекция в истинных координатах

Дважды щелчком по любой точке рисунка можно увеличить изображение и сохранить его в файл!

Двойным щелчком любой рисунок можно увеличить.



После возврата к таблице инклинометрии и щелчка на кнопке "Продолжить расчет", появится окно для ввода исходных данных.

**Ввод Исходных Данных**

Будете использовать ранее записанные исходные данные в папке IsxDan?  ДА  НЕТ

Площадь:  Не скважины:  Исходные данные

**Категория породы**  
 М  МС  С  Т

**Качество ствола**  
 Неосложненный  
 Осложненный

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

**Привод долота**  
 Роторный  
 Забойный двигатель

Диаметр долота, мм:

Осевая нагрузка на долото, кН:

Глубина уже обсаженной части скважины, м:

Коэффициент трения в обсаженной части скважины:

Коэффициент трения в открытом стволе:

Плотность бурового раствора, кг / куб.м:

Перепад давления в ЗД и долоте, МПа:

Коэффициент кавернозности:

Наибольшее внутреннее давление на устье, МПа:

Частота вращения, об/мин:

Контроль ввода значений:

Интервал бурения, м  
от (верх) до (низ)  
2000 4000  
Глубина по инклинометрии, м: 4000

Длина рабочей части клиновых захватов, мм:

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

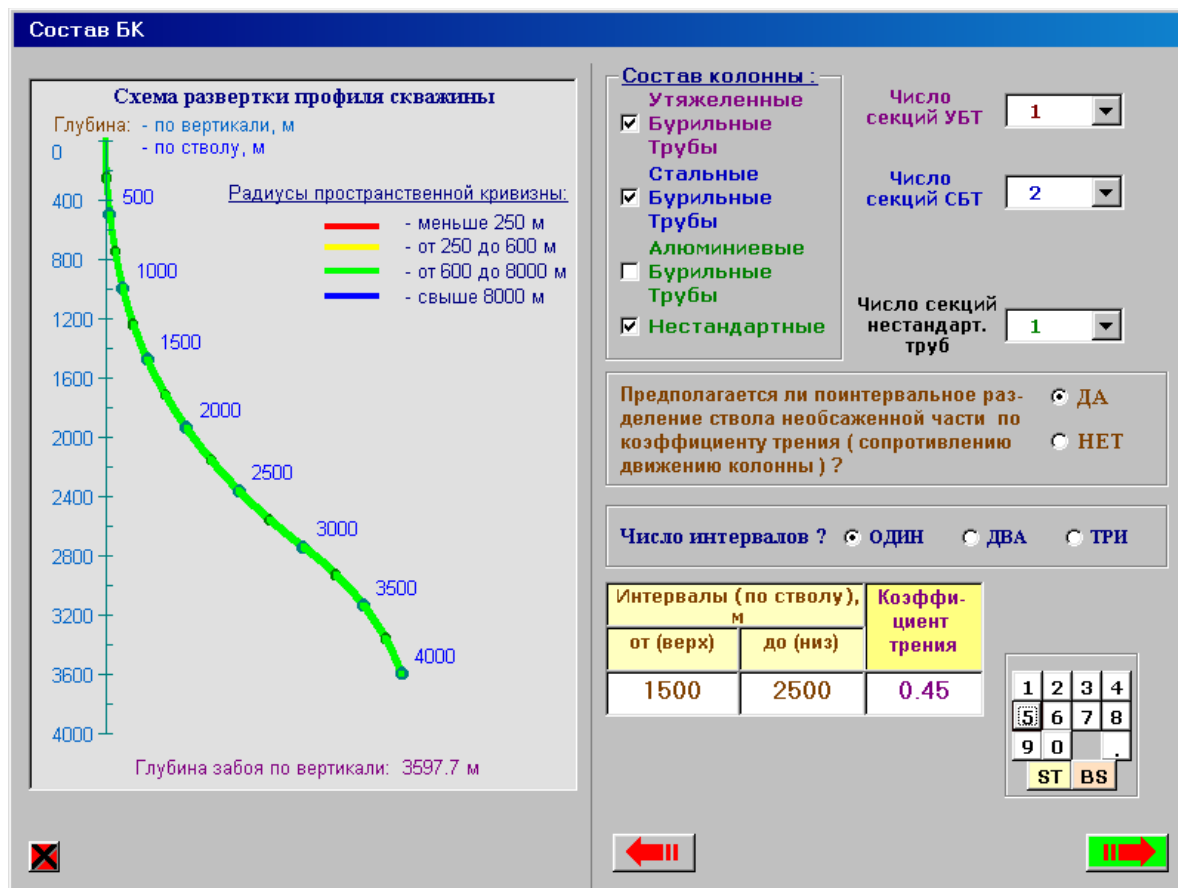
Введете средний градиент изменения температуры по глубине, град / на 100 м:  Сохранить данные в файле (папка IsxDan)

Буровой раствор содержит сероводород?  НЕТ  ДА

Введете коэф. снижения несущей способности БТ от СКРН ( $K_s < 1$ ):

Исходные данные (площадь, номер скважины, диаметр долота, осевая нагрузка на долото и т.д.) сохраняются в файлах в папке IsxDan и, после соответствующей корректировки, могут использоваться при расчете.

Состав бурильной колонны указывается в следующем окне.



Здесь же, анализируя схему развертки профиля скважины, можно в некоторых интервалах изменить значение коэффициента сопротивления движению колонны.

В последующем окне вводятся конкретные параметры сборок бурильных труб (УБТ, СБТ, АБТ и нестандартных БТ). Ниже показан вид этого окна. Это окно снабжено вкладками и переход от одной вкладки к другой (после щелчка по кнопке «Ввод (и продолжение)») осуществляется щелчком мыши по заголовку вкладки.

**Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)**

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

Всего сборок (секций): **4** | Введите параметры **1** -й сборки

Состав бурильной колонны: УБТ - 1 сбор. СБТ - 2 сбор. АБТ - 0 сбор. Нест. - 1 сбор.

**Утяжеленные (УБТ)** | Стальные (СБТ) | Нестандартные

Тип УБТ сборки (секции)

Импортные и НПО им.Фрунзе |  УБТС - 2 |  Горячекатанные

А - гладкие без проточки  
 Б - с проточками под элеватор и клиновой захват  
 Д - квадратного сечения  
 Е - со спиральными канавками  
 ЕН - спиральные с проточками под элеватор и клиновой захват

Наружный / внутренний диаметры, мм: 216 / 71

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

Длина сборки, м: 102

УБТ работают в коррозионной среде?  НЕТ  ДА

Резьба упрочнена?  ДА  НЕТ

Изменить состав БК | Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава | Длина БК, м: 4000 | Введено, м: 102 | Осталось, м: 3898 | Запомнить параметры сборки

Здесь активирована вкладка для ввода параметров УБТ.

### Ввод параметров СБТ.

Для импортных труб окно имеет вид:

**Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)**

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

Всего сборок (секций): **4** | Введите параметры **2** -й сборки

Состав бурильной колонны: УБТ - 1 сбор. СБТ - 2 сбор. АБТ - 0 сбор. Нест. - 1 сбор.

**Стальные (СБТ)** | Утяжеленные (УБТ) | Нестандартные

**БТ сборки**

Отечественные |  Импортные

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

Наружный диаметр, мм: 127 | Толщина стенки, мм: 9.19 | Группа прочности: Л/Х-95

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

Длина сборки, м: 1200

Изменить состав БК | Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава | Длина БК, м: 4000 | Введено, м: 1302 | Осталось, м: 2698 | Запомнить параметры сборки

## Для ввода параметров отечественных БТ

**Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)**  
 Открыть файл с данными | Сохранить данные таблицы | Очистить всю информ. таблицу

Всего сборок (секций): **4** | Введите параметры **4** -й сборки

Состав бурильной колонны: УБТ - 1 сбор., СБТ - 2 сбор., АБТ - 0 сбор., Нест. - 1 сбор.

Утяжеленные (УБТ) | **Стальные (СБТ)** | Нестандартные

**БТ сборки**

Отечественные  
 Импортные

**Класс БТ**

Первый  
 Второй  
 Третий

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

Наружный диаметр, мм: **127** | Толщина стенки, мм: **9.19** | Группа прочности: **M**

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

Длина сборки, м: **1696**

Изменить состав БК | Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава | Длина БК, м: **4000** | Введено, м: **4000** | Осталось, м: **0** | Запомнить и продолжить расчет

## Сборка из нестандартных (отсутствующих в базе данных) труб

**Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)**  
 Открыть файл с данными | Сохранить данные таблицы | Очистить всю информ. таблицу

Всего сборок (секций): **4** | Введите параметры **3** -й сборки

Состав бурильной колонны: УБТ - 1 сбор., СБТ - 2 сбор., АБТ - 0 сбор., Нест. - 1 сбор.

Утяжеленные (УБТ) | Стальные (СБТ) | **Нестандартные**

Калькулятор для пересчета KSI в МПа: **1 KSI = 6.895 МПа**

Записать данные в таблицу

Это поля ввода новых данных	Название труб (тип)	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности (марка)	Предел текучести, МПа	Предел прочности, МПа
	СНГТ	123	9.5	tyu	500	600
	Zggybz	97	8	dsruh	455	555
Это информационная таблица с данными, записанными ранее в файл	СНГТ	123	9.5	tyu	500	600

Щелчок мышью по ячейке таблицы переносит содержимое ячейки в соответствующее поле ввода

Двойной щелчок мышью по любой ячейке стирает всю строку таблицы

**В расчете используются трубы с параметрами в полях ввода!**

Информация

Принято: Нестандартные трубы - 1 класса и предел выносливости труб при симметричном цикле изменения напряжений равен 122 МПа

Изменить предел выносливости?  ДА  НЕТ

Введите величину предела выносливости труб, МПа: **130**

Длина сборки, м: **1002**

Изменить состав БК | Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава | Длина БК, м: **4000** | Введено, м: **2304** | Осталось, м: **1696** | Запомнить параметры сборки

Порядок ввода параметров *нестандартных* труб:

- Открыть файл с данными, если они были ранее сохранены.

Файлы с данными нестандартных труб находятся в папке BTNew.

Параметры труб будут показаны в информационной таблице.

Последовательно можно открывать несколько файлов – данные будут добавляться в таблицу.

- В поля ввода можно ввести новые параметры труб или сформировать из данных информационной таблицы. Для этого необходимо щелкнуть мышью на ячейке таблицы. Данные из ячейки таблицы будут перенесены в соответствующее поле ввода. Из полей ввода в таблицу данные переносятся после щелчка на кнопке «Записать данные в таблицу». Измененную таблицу можно сохранить в файле папки BTNew.

- Механические характеристики труб (пределы текучести, прочности и выносливости) должны быть заданы в МПа. Если нестандартные трубы импортные, то, как правило, механические характеристики их задаются в KSI (1 тыс. фунтов на кв. дюйм). Для перевода KSI в МПа в окне имеется командная кнопка с изображением калькулятора, щелчок по которой открывает стандартный калькулятор, являющийся приложением WINDOWS.

Вид окна для ввода параметров алюминиевой секции



**Ввод параметров сборок труб (снизу - вверх)**

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

Всего сборок (секций): **4** | Введите параметры **3** -й сборки

Состав бурильной колонны: УБТ - 1 сбор., СБТ - 2 сбор., АБТ - 1 сбор., Нест. - 0 сбор.

Утяжеленные (УБТ) | Стальные (СБТ) | **Алюминиевые (АБТ)**

Тип Алюминиевых БТ

- ТБ - с концевыми утолщениями
- ТБП - с протекторным утолщением в середине трубы
- АБТбэк - беззамковой конструкции

Эта секция входит в состав КНБК ?  НЕТ  ДА

Наружный диаметр, мм: **129** | Толщина стенки основного сечения, мм: **13** | Марка сплава: **Д16Т**

Длина сборки, м: **1000**

Изменить состав БК | Повторить ввод всех сборок труб без изменения их состава | Длина БК, м: **4000** | Введено, м: **2304** | Осталось, м: **1696** | Запомнить параметры сборки

Секция из алюминиевых труб может входить и в состав КНБК.

При наличии секции АБТ последует запрос

**Prov\_bur**

В состав бурильной колонны входит сборка (сборки) из алюминиевых труб !  
 Нижняя граница расположения АБТ 2696 м  
 Предусмотрено ли опорожнение БК ?

Если щелкнуть на кнопке «Да», то откроется окно, в котором можно посмотреть значение коэффициента запаса прочности по наружному давлению для алюминиевой секции. Допускаемое избыточное наружное давление определяется по формуле Г. М. Саркисова.

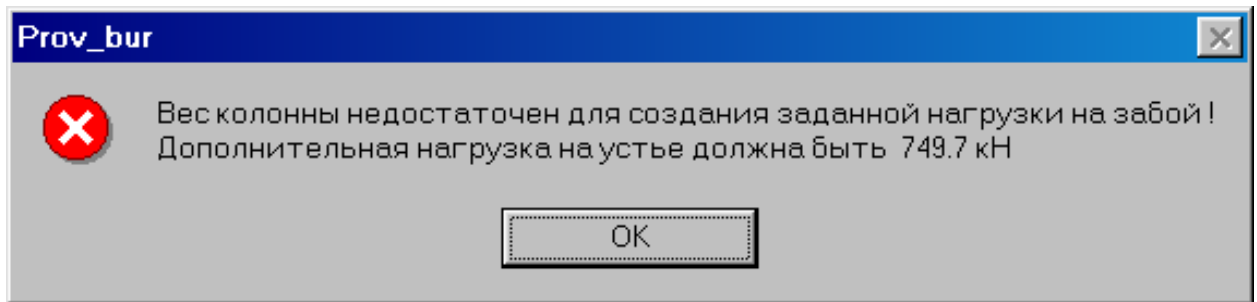
**Опорожнение**

Глубина опорожнения БТ или замещения раствором меньшей плотности, м: **2000**

Плотность замещающей жидкости (газа), кг/куб.м: **800**

Коэффициент запаса прочности по наружному давлению: **7.11**

Если вес принятого состава бурильных труб не обеспечивает спуск колонны на заданную глубину или создание заданной нагрузки на забой при бурении, то будет выдано соответствующее сообщение



По окончании ввода параметров всех сборок будет поведен расчет коэффициентов запаса прочности.

Результаты расчета показываются в окне

**Результаты расчета**

Площадь: Демонстрация  
Скважина № 999

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

Интервал бурения, м 2000 - 4000  
 Категория разбуриваемой породы МС  
 Качество ствола Неосложненный  
 Тип долота Трёхшарошечное  
 Привод долота Роторный  
 Диаметр долота, мм 216.0  
 Осевая нагрузка на долото, кН 120  
 Глубина уже обсаженной части скважины, м 1000  
 Коэффициент трения в обсаженной части скважины 0.15  
 Коэффициент трения в открытом стволе 0.30  
 Плотность бурового раствора, кг/куб.м 1150  
 Частота вращения долота, об/мин 90  
 Коэффициент кавернозности 1.30  
 Наибольшее внутреннее давление на устье, МПа 12.0  
 Класс бурильных труб Первый (I)

**Результаты проверочного расчета бурильной колонны**

№№ комплекта	Тип компл.	Интервал размещения (от устья), м		Длина секции, м	Типоразмер			Вес, кН		Минимальные коэф. запаса прочности						
		от	до		тип	наружный диаметр, м	толщина стенки, мм (Двн)	группа прочности (марка стали)	секции в воздухе	нарастающий	при движении вверх от забоя	в процессе бурения	по устойчивости	на устье при СПО	в клиновом захвате	по внутреннему давлению
1	УБТ	4000	3898	102	УБТС-2	178	(80)	40ХН	159.12	159.12	3.68	4.29	4.14	4.11	59.85	35.29
2	СБТ	3898	2698	1200	Импор.	127	9.19	ЛЖ-95	375.60	534.72	4.16	7.04	6.50	4.56	4.74	7.45
3	-	2698	1848	850	СНГТ	123	9.50	ту	226.03	760.75	2.26	3.48	3.52	2.33	2.89	6.10
4	СБТ	1848	0	1848	Импор.	127	9.19	М/Г-105	578.42	1339.17	1.82	2.75	2.81	1.85	2.73	8.24

Макс. усилие на крюке при отрыве долота от забоя - 1375 кН  
 Удлинение колонны при отрыве долота от забоя - 4.15 м  
 Нагрузка на крюке при бурении - 693 кН  
 Момент на роторе для вращения колонны - 17.29 кН\*м  
 Угол закручивания колонны при бурении - 2467 град

ИЛИ

## Результаты расчета

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ		Площадь:
Интервал бурения, м	2000 - 4000	Скважина №
Категория разбуриваемой породы	МС	
Качество ствола	Неосложненный	
Тип долота	Трёхшарошечное	
Привод долота	Роторный	
Диаметр долота, мм	216.0	
Осевая нагрузка на долото, кН	120	
Глубина уже обсаженной части скважины, м	1000	
Коэффициент трения в обсаженной части скважины	0.15	
Коэффициент трения в открытом стволе	0.30	
Плотность бурового раствора, кг/куб.м	1150	
Частота вращения долота, об/мин	90	
Коэффициент кавернозности	1.30	
Наибольшее внутреннее давление на устье, МПа	12.0	
Класс бурильных труб	Первый (I)	

### Результаты проверочного расчета бурильной колонны

№№ комп-лекта	Тип компл.	Интервал размещения (от устья), м		Длина секции, м	Типоразмер			Вес, кН		Минимальные коэф. запаса прочности						
		от	до		тип	наруж-ный диа-метр, м	толщи-на на стенке, мм (Dвн)	группа проч-ности (марка стали)	секции в воз-духе	нарас-тающий	при движ-в вверх от забоя	в про-цессе бурения	по уста-лости	на устье при СПО	в клино-вом захва-те	по вну-трен. давле-нию
1	УБТ	4000	3898	102	Имп.ЕН	216	(71)	45ХГ	245.72	245.72	4.32	4.62	3.72	5.10	69.52	55.61
2	СБТ	3898	2698	1200	Импор.	127	9.19	ЛХ-95	375.60	621.32	3.37	5.15	4.83	3.89	4.12	7.41
3	-	2698	1696	1002	СНГТ	123	9.50	туш	266.44	887.76	1.80	2.74	2.80	1.89	2.67	6.04
4	СБТ	1696	0	1696	ТБПК	127	9.19	М	541.70	1429.46	1.63	2.52	2.66	1.65	2.68	8.33



Макс. усилие на крюке при отрыве долота от забоя - 1553 кН

Удлинение колонны при отрыве долота от забоя - 4.86 м

Нагрузка на крюке при бурении - 729 кН

Момент на роторе для вращения колонны - 20.54 кН\*м

Угол закручивания колонны при бурении - 2980 град

Изменить состав БК	Расчеты усилий на крюке, в зоне прихвата и допустимого числа оборотов ротора при ликвидации прихвата бурового инструмента	Напряжения при СПО на максим. глубине с учетом инерции колонны	Нормативное значение - 1.5
Новая инклинометрия		Взаимодействие БК со стенками скважины при подъеме	Сохранить в файле  

Щелчок мышью на названиях минимальных коэффициентов запаса прочности покажет его нормативное значение.

Пример окна с секцией АБТ

**Результаты расчета**

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

Интервал бурения, м	2000 - 4000	Площадь: Скважина №
Категория разбуриваемой породы	МС	
Качество ствола	Неосложненный	
Тип долота	Трёхшарошечное	
Привод долота	Забойный двигатель	
Диаметр долота, мм	216.0	
Осевая нагрузка на долото, кН	120	
Глубина уже обсаженной части скважины, м	1000	
Кoeffициент трения в обсаженной части скважины	0.15	
Кoeffициент трения в открытом стволе	0.30	
Плотность бурового раствора, кг/куб.м	1150	
Частота вращения долота, об/мин	40	
Кoeffициент кавернзности	1.30	
Наибольшее внутреннее давление на устье, МПа	12.0	
Класс бурильных труб	Первый (I)	

**Результаты проверочного расчета бурильной колонны**

№ комплекта	Тип компл.	Интервал размещения (от устья), м		Длина секции, м	Типоразмер			Вес, кН		Минимальные коэф. запаса прочности							
		от	до		тип	наружн. диаметр, м	толщина стенки, мм (Dвн)	группа прочности (марка стали)	секции в воздухе	растающий	при движ. вверх от забоя	в процессе бурения	по устойчивости	на устье при СПО	в клиновом захвате	по внутр. давлению	
0	Заб. др.	4000	3990	10	-	195	-	-	18.40	18.40	-	-	-	-	-	-	-
1	УБТ	3990	3918	72	УБТС-2	178	Ø0	40ХН	112.32	130.72	3.78	4.39	-	4.21	68.63	35.29	
2	СБТ	3918	2696	1222	Импор.	127	9.19	Е/Е-75	382.49	513.21	3.16	5.71	5.77	3.76	3.89	5.88	
3	АБТ	2696	1696	1000	ТБП	129	13.00	Д16Т	220.00	733.21	2.19	3.63	3.73	2.39	3.20	5.31	

Макс. усилие на крюке при отрыве долота от забоя - 1296 кН  
 Удлинение колонны при отрыве долота от забоя - 4.68 м  
 Нагрузка на крюке при бурении - 629 кН  
 Момент на роторе для вращения колонны - 15.14 кН\*м  
 Угол закручивания колонны при бурении - 2696 град

**Изменить состав БК**

Новая инклинометрия

Расчеты усилий на крюке, в зоне прихвата и допустимого числа оборотов ротора при ликвидации прихвата бурового инструмента

Напряжения при СПО на максим. глубине с учетом инерции колонны

Взаимодействие БК со стенками скважины при подъеме

Щелчок по полю коэф. запаса покажет его нормативное значение N

Сохранить в файле

Щелчок на кнопке «проверка замков (ЗС)» откроет окно

**Замковые соединения (ЗС)**

**Интервал бурения 2000 - 4000 м**

<p><b>Замки</b></p> <p><input type="radio"/> ЗП</p> <p><input checked="" type="radio"/> ЗН</p> <p><input type="radio"/> ЗШ, ЗШК</p> <p><input type="radio"/> ЗУ, ЗУК</p> <p><input type="radio"/> ЗЛ</p>	<p><b>Резьбовая смазка</b></p> <p><input type="radio"/> с металлическим наполнителем</p> <p><input checked="" type="radio"/> графитовая</p> <p>Характеристики БЗ могут использоваться для импортных (по стандартам АНИ) БЗ с соответствующими значениями наружного, внутреннего диаметров и типа резьбы</p>	<p><b>Выберите тип замка</b></p> <p>ЗН-80</p> <p>ЗН-95</p> <p>ЗН-108</p> <p>ЗН-113</p> <p>ЗН-140</p> <p><b>ЗН-172</b></p> <p>ЗН-197</p>
--	---	---

**Комбинация действующих осевой растягивающей нагрузки и крутящего момента является допустимой и не вызывает довинчивания ЗС**

**Момент затяжки ЗС должен быть 34.70 кНм**

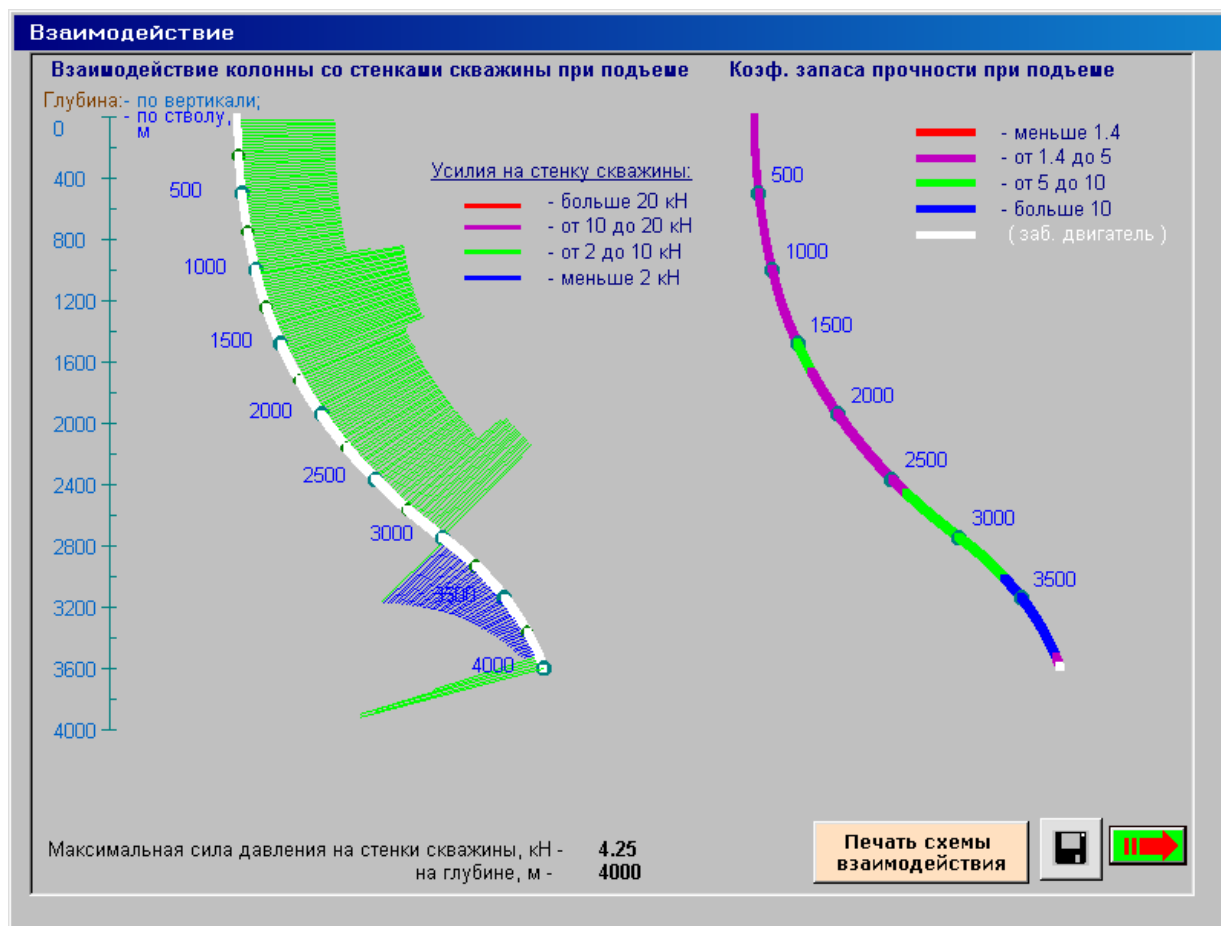
Сохранить в файле (папка ZamRez)

Возврат к таблице результатов

Здесь задаются тип замка, резьбовая смазка и производится проверка прочности замкового соединения при совместном действии

осевой растягивающей силы и крутящего момента для сборки БТ, расположенной на устье скважины.

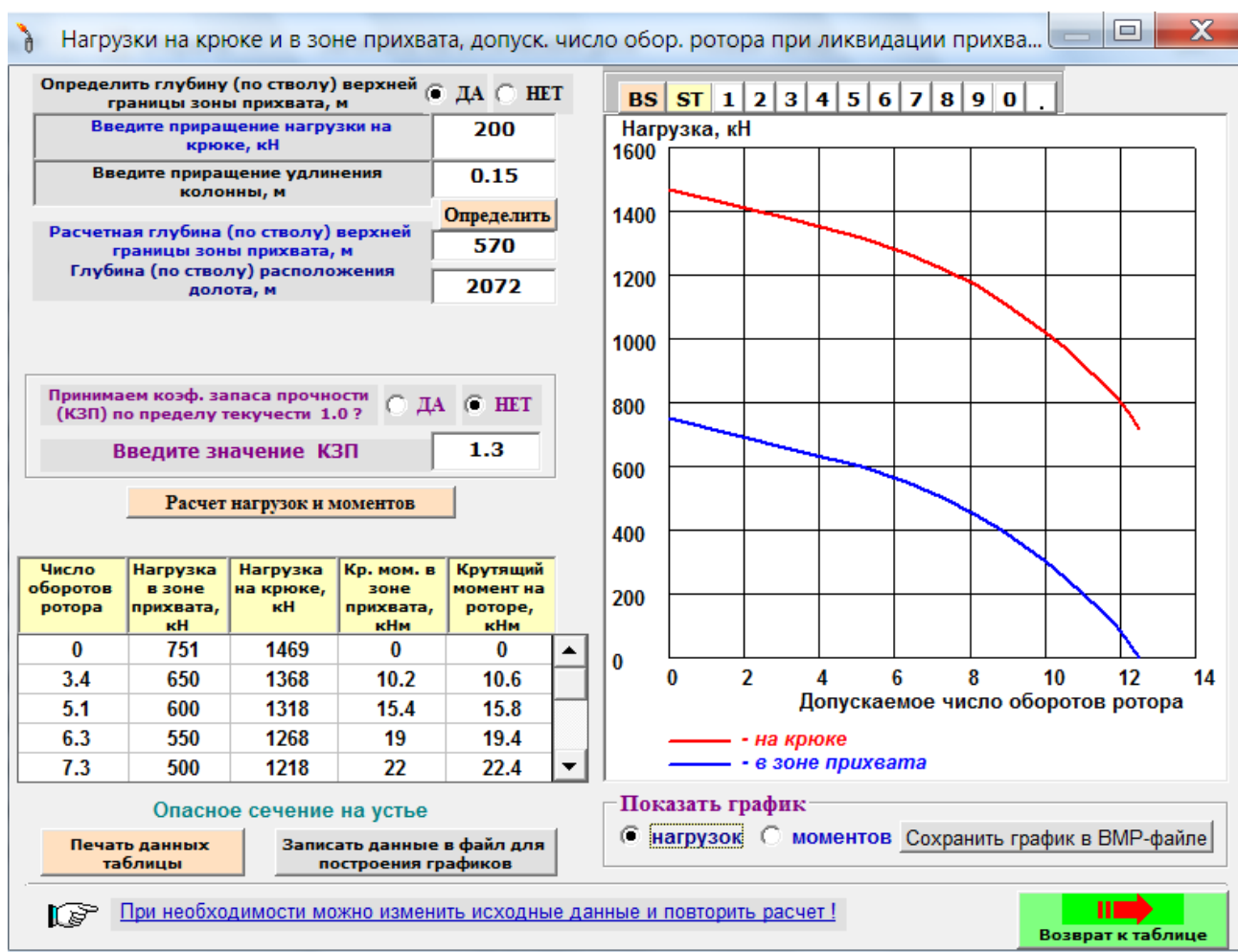
После щелчка на кнопке «Взаимодействие БК со стенками скважины при подъеме» будет проведен расчет и показана схема взаимодействия с графическим представлением коэффициентов запаса прочности.



Схему взаимодействия по всему стволу или в заданном интервале можно распечатать.

Активизация кнопки «Расчеты усилий на крюке, в зоне прихвата и допустимого числа оборотов ротора при ликвидации прихвата бурового инструмента» откроет форму, в которой необходимо ввести глубину расположения долота, верхнюю границу зоны прихвата и указать коэффициент запаса прочности материала труб при двухосном напряженном состоянии (по эквивалентным напряжениям, определяемым по энергетическому критерию прочности).

Результаты расчета представляются в табличном и графическом видах.



Табличные данные можно вывести на печать, а графики сохранить в виде BMP-файлов в папке Risunok.bmp.

Щелчок на кнопке «Напряжения при СПО на максимальной глубине с учетом инерции колонны» откроет небольшое окно, в котором, введя среднюю скорость движения бурильной колонны, показываются растягивающие напряжения в сечении трубы с учетом инерции колонны и значение коэффициента запаса прочности.

Динамический КЗП																
Коэффициент запаса прочности при статическом нагружении	1.83															
Допускаемая средняя скорость движения буровой колонны (при нормативном коэффициенте запаса прочности), м / с	2.44															
Введите среднюю скорость движения буровой колонны, м / с	1															
Напряжения растяжения на устье скважины с учетом инерции колонны, МПа	392															
Коэффициент запаса прочности с учетом инерции колонны при СПО	1.63															
<table border="1"> <tr><td>1</td><td>2</td><td>3</td></tr> <tr><td>4</td><td>5</td><td>6</td></tr> <tr><td>7</td><td>8</td><td>9</td></tr> <tr><td>0</td><td>.</td><td></td></tr> <tr><td>ST</td><td>BS</td><td></td></tr> </table>		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	.		ST	BS	
1	2	3														
4	5	6														
7	8	9														
0	.															
ST	BS															
<input type="button" value="Выход"/>																

### Сохранение результатов расчета.

При нажатии на командную кнопку «Сохранить в файле» появится стандартное диалоговое окно сохранения файлов для ввода имени файла. Файлы сохраняются в папке Files каталога ProvBkRez в двух форматах с расширениями .txt и .rez.

В процессе сохранения каждому файлу должно быть присвоено уникальное имя, содержащее в себе, например, площадь, номер скважины, диаметр колонны и т.д.

В каталоге ProvBkRez находится файл **TablConv.xls**, с помощью которого текстовые файлы преобразуются в рабочие листы Excel. При запуске файла TablConv.xls **обязательно активизируйте кнопку «Включить макросы»**. После завершения работы программы преобразования, в общем файле tabl\_n.xls (где n – число преобразованных файлов) каждый текстовый файл будет представлять рабочий лист Excel того же имени.

В рабочих листах можно изменять (шрифты, ширину столбцов, высоту строк и т.д. - по вкусу пользователя) средствами Excel.

При запуске исполняемого файла SelProvBk.exe (в каталоге ProvBkRez) можно выбрать, посмотреть и вывести на печать файлы результатов, имеющих расширение .rez.

## Основные формы блока программы Prikhvat\_Bur\_Kol

Открыть файл исходных данных Сохранить исходные данные Открыть файл данных центраторов Сохранить данные центраторов  
Открыть данные корки Сохранить данные корки

Исходные данные УБТ, Центраторы Результаты Коэффициенты запаса Прилипание

$$\text{ГеолУг} = A * K1 * K2 * K3 * ((G / \text{Гном})^{(1+m)}) * [\sin(2 * (\text{ЗенУг} - \text{УгПадПл}) * (\cos(\text{АзСкв} - \text{АзВосстПл})))]$$

**Тип разбуриваемой породы**

- сланцы метаморфизованные
- мергель
- алевролит, аргиллит
- доломит, известняк
- песчаник
- глина
- порода в зоне дробления

**Твердость породы**

- ОМ, М (особо-мягкие, мягкие)
- МС, С (мягко-средние, средние)
- СТ, Т (средне-твердые, твердые)
- К (крепкие)

**Тип долота**

- трехшарошечное
- алмазное
- фрезерное твердосплавное
- с алмазосодержащими пластинками
- лопастное

Коэф. бокового фрезерования долота 0.080

Показать таблицу рекомендуемых значений коэф. бок. фрезерования долота

В призабойной зоне скважина прямая?  НЕТ  ДА

Диаметр скважины, мм 298  
Диаметр долота, мм 295.3  
Нагрузка на долото, кН 140  
Плотность бурового раствора, кг/куб.м 1100  
Частота вращения ротора, об / мин 90

Зенитный угол на забое (ЗенУг), град 25  
Угол падения пластов (УгПадПл), град 15  
Азимут скважины на забое (АзСкв), град 0  
Азимут направления восстания пластов (АзВосстПл), град 0

Коэф. А= -0.005  
Коэф. К1= 0.6  
Коэф. К2= 4.4  
Коэф. К3= 1.2  
Гном, кН 130  
Показатель m 0.16

Все коэффициенты можно изменять!

Расчет геолог. траект. угла

ГеолУг = -0.006100

Число секций УБТ 3

Если в интервале бурения зенитный угол больше 30 град и меньше 70 град, то рекомендуется устанавливать 1 - 2 секции УБТ общей длиной 50 - 72 м. При зенитном угле больше 70 град рекомендуется использовать 1 секцию длиной 9 - 18 м.

## Форма 1 – Ввод технологических и геологических данных, определение геологического траекторного угла.

Открыть файл исходных данных Сохранить исходные данные Открыть файл данных центраторов Сохранить данные центраторов  
Открыть данные корки Сохранить данные корки

Исходные данные УБТ, Центраторы Результаты Коэффициенты запаса Прилипание

Укажите тип и диаметры труб секции, введите диаметры, длину и нажмите кнопку с номером секции

**Тип УБТ сборки (секции)**

- Стандарт АНИ
- УБТС
- Горячекатаные

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

Наружный / внутрен. диам. / резьбовое соедин.  
178/71/3-133  
178/57/3-140  
178/64/3-140  
178/71/3-140  
178/76/3-140  
178/83/3-140  
181/57/3-133  
181/57/3-140

Длина секции, м 9

Номера секций 1 2 3

Параметры секций можно вводить в любом порядке!

Параметры секций

№ сек	Тип	Параметры	Длина, м
1	Стан. АНИ	229/89/3-171	36
2	Стан. АНИ	203/89/3-152	27
3	Стан. АНИ	178/71/3-133	9

Будете уточнять длину секции расчетом?  НЕТ  ДА  
Будете изменять внутренний диаметр труб секции?  НЕТ  ДА

Показать формулу расчета ТТУ

Число центраторов 3

№ центра-тора	Границы установки центратора (от долота), м		Диаметр центра-тора, мм
	от	до	
1	8	16	295
2	36	37	269
3	63	63	269

Шаг "перемещения центраторов" по КНБК, м 1

РАСЧЕТ

## Форма 2 – Ввод параметров компоновки низа бурильной колонны



Открыть файл исходных данных Сохранить исходные данные Открыть файл данных центраторов Сохранить данные центраторов  
 Открыть данные корки Сохранить данные корки

Исходные данные		У Б Т, Центраторы		Результаты		Кoeffициенты запаса		Прилипание											
Секция 1: Стан. АНИ 229/89/3-171 36 м		Диаметр долота 295.3 мм		<b>Выделить 3 варианта компоновки</b>		<input type="radio"/> для набора зенитного угла <input type="radio"/> для стабилизации <input checked="" type="radio"/> для снижения зенитного угла		Отрицательная сила давления соответствует давлению на нижнюю стенку; положительный угол поворота - поворот против часовой стрелки											
Секция 2: Стан. АНИ 203/89/3-152 27 м																			
Секция 3: Стан. АНИ 178/71/3-133 9 м																			
Снижение зенитного угла																			
№ стр.	Нагрузка на долото, кН	Зенит. угол, град	Диаметр скважины, мм	Радиус кривизны скважины, м	Частота вращения ротора, об/мин	Среднее значение ТТУ	Геологич. траект. угол	Расстояние от долота до точек касания УБТ нижней стенки ствола, м	Есть ли касание центратора верхней стенки?	Диам. 1-го центрат. мм	Расст. от долота до 1-го центрат., м	Диам. 2-го центрат. мм	Расст. от долота до 2-го центрат., м	Диам. 3-го центрат. мм	Расст. от долота до 3-го центрат., м	Диам. 4-го центрат. мм	Расст. от долота до 4-го центрат. м	Сила давления долота на стенку скв., кН	Угол поворота долота, рад
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1						-0.001848	-0.006100	50.6	нет										
2	140	25	298	прямая	90	-0.001848	-0.006100	50.6	нет	295	13	269	37	269	63	-	-	-3.07	0.000101
3						-0.001770	-0.006100	50	нет		12		36					-2.30	0.000498

Щелчком мыши можно указать и 1) удалить строку; 2) запомнить данные этой строки для расчета прилипания

Восстановить данные таблицы Очистить таблицу

Указание: Открывая закладки, можно изменить любой параметр КНБК. Нажать кнопку Р А С Ч Е Т. Результаты расчета будут добавлены в таблицу.

Сохранить результаты

### Форма 3 – Результаты расчета оптимального положения центраторов для решения задачи выполнения заданной трассы скважины с учетом влияния геологических факторов

Открыть файл исходных данных Сохранить исходные данные Открыть файл данных центраторов Сохранить данные центраторов  
 Открыть данные корки Сохранить данные корки

Исходные данные		У Б Т, Центраторы		Результаты		Кoeffициенты запаса		Прилипание							
№ стр.	Секция 1					Секция 2					Секция 3				
	Наружный / внутренний диаметры / резьбовое соединение труб	Расположение ОТ - ДО, м	Миним. радиус кривизны оси УБТ секции	Радиус кривизны при раскрытии стыка резьбы	Козф. запаса по выносливости	Наружный / внутренний диаметры / резьбовое соединение труб	Расположение ОТ - ДО, м	Миним. радиус кривизны оси УБТ секции	Радиус кривизны при раскрытии стыка резьбы	Козф. запаса по выносливости	Наружный / внутренний диаметры / резьбовое соединение труб	Расположение ОТ - ДО, м	Миним. радиус кривизны оси УБТ секции	Радиус кривизны при раскрытии стыка резьбы	Козф. запаса по выносливости
1			706		3.73			472		3.04			373		3.04
2	229/89/3-171	0 - 36	706	112	3.73	203/89/3-152	36 - 63	472	109	3.04	178/71/3-133	63 - 72	373	90	3.04
3			602		3.77			456		2.96			375		2.96

### Форма 4 – Определение прочностных характеристик при работе компоновки

Открыть файл исходных данных Сохранить исходные данные Открыть файл данных центраторов Сохранить данные центраторов  
 Открыть данные корки Сохранить данные корки

Исходные данные		У Б Т, Центраторы		Результаты		Кoeffициенты запаса		Прилипание	
<b>Выбрали данные строки № 1</b>									
Введите среднюю толщину корки, мм	Введите скажность центраторов	Перепад давления скв.-пласт, МПа	Предел текучести глинистой корки, МПа	Коеф. статического трения	Значение коеф.				
5	0.6	3	0.005	повышенный средний уменьшенный	0.25				
Введите коеф. неровности стенки скважины (< 1.0)			0.8						
УБТ имеют спиральные лыски			<input checked="" type="radio"/> ДА <input type="radio"/> НЕТ						
Контакты УБТ со стенками скважины с учетом толщины глинистой корки, м									
от		до		длина, м	площадь, м <sup>2</sup>				
12.6		13.4		0.8	0.02				
36.6		37.4		0.8	0.02				
48.6		49.2		0.6	0.00				
62.6		63.4		0.8	0.02				
№№ стр.	Зенитный угол, град	Толщина глин. корки, мм	Предел текучести корки, МПа	Глубина внедрения труб в корку, мм	Коеф. статич. трения	Прод. сила в верх. сеч. УБТ за счет трения в глин. кН	Прод. сила в верх. сеч. УБТ за счет грав. сил, кН	Суммар. прод. сила в верх. сеч. УБТ, кН	
1	25	5	0.005	0.2	0.25	39	132	171	

Расчет прилипания

Форма границы нижней стенки УБТ

Форма контакта

Сохранить график в папке Graphic
Сохранить форму контакта в папке Graphic

**Форма 5 – Результаты расчета процессов прилипания компоновки**

**Результаты расчета**

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ**

Интервал бурения, м: 1200 - 3000  
 Категория разбуриваемой породы: С  
 Качество ствола: Осложненный  
 Тип долота: Трёхшарошечное  
 Привод долота: Роторный  
 Диаметр долота, мм: 295.3  
 Осевая нагрузка на долото, кН: 140  
 Глубина уже обсаженной части скважины, м: 1600  
 Коеф. сопротив. движению БК в обсажен. части скв.: 0.20  
 Коеф. сопротив. движению БК в открытом стволе: 0.30  
 Плотность бурового раствора, кг/куб.м: 1100  
 Частота вращения долота, об/мин: 1100  
 Коеффициент кавернозности: 1.05  
 Наибольшее внутреннее давление на устье, МПа: 1260.0  
 Перепад давления в ЭД и долоте, МПа: 9.0  
 Класс бурильных труб: Первый (I)

Площадь: Лиственнична  
Скважина № 8

**Результаты проверочного расчета бурильной колонны**

№№ комплекта	Тип компл.	Интервал размещения (от устья), м		Длина секции, м	Типоразмер			Вес, кН		Минимальные коеф. запаса прочности						
		от	до		тип	наружный диаметр, мм	Двн УБТ, толщина стенки БТ, мм	группа прочности	секции (в воздухе)	нарастающий	при движ. вверх от забоя	в процессе бурения	по усталости	на устье при СПО	в клиновом захвате	по внутрен. давлению
1	УБТ	3000	2928	72	Имп.Е	229	95	45ХГМА	192.73	192.73	4.61	-	-	-	-	-
2	СБТ	2928	0	2928	ТБПК	127	9.19	Е	935.20	1127.93	1.72	-	-	1.72	1.47	.06

Макс. усилие на крюке при отрыве долота от забоя - 1064 кН      Удлинение колонны при отрыве долота от забоя - 2.76 м  
 Нагрузка на крюке при бурении - 808 кН

Изменить состав БК

Расчеты глубины прихвата, усилий на крюке и в зоне прихвата и доп. числа оборотов ротора при ликвид. прихвата бурового инструмента

Напр. при СПО на максим. глубине с учетом инерции БК. Взаимодействие БК со стенками скважины при подъеме

Проверка замков (ЗС)

Щелчок по полю коеф. запаса покажет его нормативное значение N

Новая инклинометрия

Уточнение коеф. сопротивления движению БК в открытом стволе

Сохранить в файле

**Форма 6 – Результаты прочностного расчета бурильной колонны**