

Расчет компоновок низа бурильной колонны

Программный комплекс оптимизационного расчета компоновок низа бурильной колонны включает программы: KNBK-Rotor, KNBK-Dvig.

Программы предназначены для выбора состава, длины компоновок низа бурильной колонны, оснащения их центрирующими или отклоняющими элементами с целью выполнения заданной трассы скважины, в том числе для бурения "вертикального" участка, неориентированного набора или снижения, стабилизации зенитного угла на наклонном участке ствола, управляемого снижения зенитного угла. Осуществляется оптимизационный поиск не только сочетания утяжеленных труб разного диаметра, но и наиболее эффективной расстановки в компоновке центраторов (от одного до трех) заданного диаметра в стволе скважины с известной геометрией, т.е. размеров сечения ствола на участке работы компоновки и инклинометрии оси ствола.

При этом рассматриваются диапазоны зенитного угла, нагрузки на долото, в которых искомая компоновка должна работать с наибольшим эффектом.

Программы предназначены для решения задач предупреждения значительного отклонения ствола скважины от вертикали под воздействием геологических и технологических факторов, управления трассой скважины при наклонно направленном бурении, так и в том числе в горизонтальном стволе.

Учитывается влияние на траекторные параметры компоновки кроме жесткости ее элементов, размеров и расположения центраторов, такие факторы, таких как нагрузка на долото, люфт забойных двигателей, прочность стенок скважины. При расчете компоновки на прочность учитывается искривленность оси скважины в зоне размещения компоновки и в целом геометрия ствола, наличие агрессивной среды, качество резьбовых соединений, класс бурильных труб.

Программы определяют напряжения в заданных сечениях (резьбовых соединениях, теле трубы) КНБК при размещении компоновки в скважине, в том числе с локальными искривлениями ствола. Приведены данные по известным типоразмерам резьбовых соединений, а также имеется возможность

прочностных расчетов компоновок с нестандартными размерами внутренних каналов, задаваемыми пользователем.

Определяется направление формирования забоя скважины и оценка интенсивности искривления скважины. Исходные и расчетные данные формируются в виде таблиц, графиков, текстового материала.

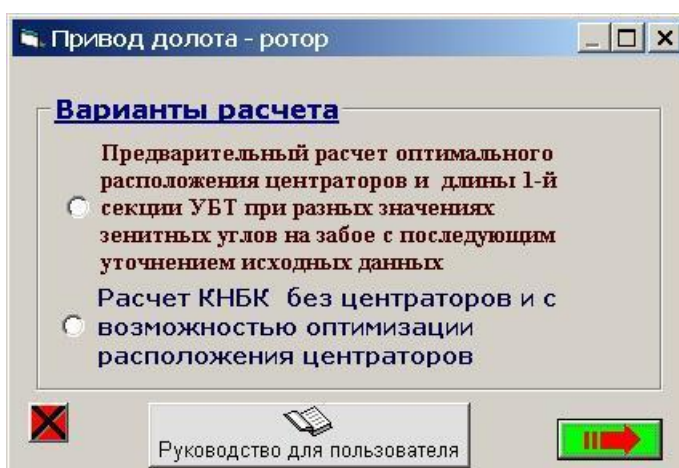
Основным отличием программного комплекса от всех ранее известных является количественная оценка влияния комплекса геологических условий (степень анизотропии механических свойств разбуриваемых горных пород, их твердость, углы залегания пластов или структурных элементов породы, положение скважины в пространстве относительно геологической структуры) на "естественное" искривление скважины. Эта оценка производится путем определения величины и знака "геологического траекторного угла" на основе обобщения многочисленных отечественных и зарубежных исследований. "Геологический траекторный угол" сравнивается как векторная величина с "технологическим траекторным углом", который определяется как вектор сил от напряженно-деформированного состояния КНБК в процессе бурения, с учетом свойств долота. Такая методика позволяет оценить "достаточность" траекторных свойств КНБК для выполнения заданной трассы скважины в конкретных геологических условиях.

Последовательность работы с программой

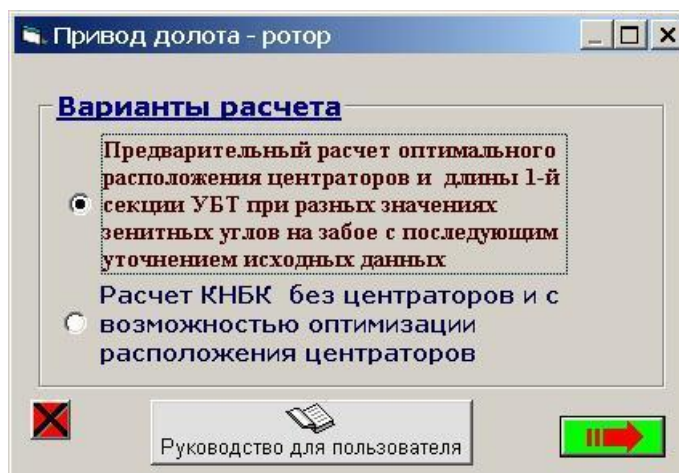
Щелчком мыши на файле **KNBK_Rotor.exe** запустить программу на выполнение.

Желательно создать ярлык исполняемого файла и поместить его на рабочем столе.

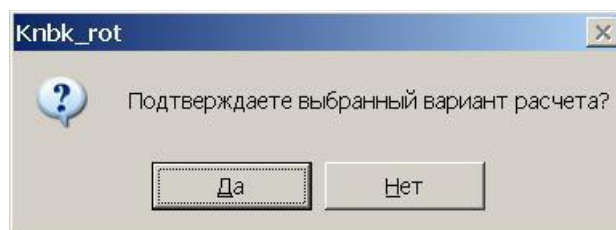
Появится первое окно (форма), где предлагается выбрать вариант расчета.



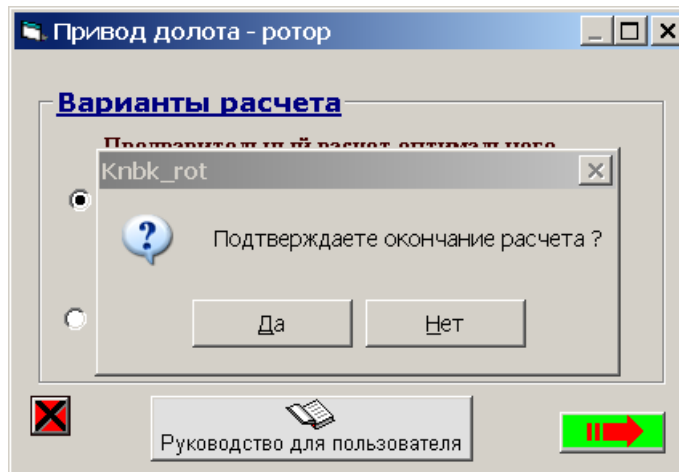
Вариант расчета выбирается щелчком мыши на соответствующей радиокнопке



и должен быть подтвержден или изменен.



На этой форме (и на некоторых других) имеется красная с черным крестом командная кнопка. Щелчок по ней открывает запрос для выхода из программы и окончания расчета.



Щелчок на командной кнопке «Руководство для пользователя» позволяет открыть WORD и загрузить файл KNBKRotor.doc с данным руководством. При закрытии этого файла произойдет возврат к ранее открытой форме. Для продолжения расчета необходимо отказаться от окончания расчета и щелкнуть на кнопке с красной стрелкой. На экране появится следующая форма для ввода данных предварительного расчета.

Возможное значение зенитного угла на забое, град		Диаметр долота, мм	Диаметр ствола, мм	Диаметр УБТ 1-й сек., мм	Диаметр УБТ 2-й сек., мм	Нагрузка на долото, кН	Радиус кривизны ствола в призабойной зоне, м
от	до	394	400	299	254	250	Для прямой скважины введите 1000000 м
		295	300	279	229	210	
		216	218	273	216	180	
		190	192	254	203	170	
		165	167	229	178	160	
		140	142	216	165	150	
		120	122	203	146	120	

Укажите число центровторов: Один Два Три

Диаметр нижнего центровтора, мм: можно <= изменить >= Диаметр ствола, мм:

Азимут скважины на забое, град:

Азимут направления восстания пластов, град:

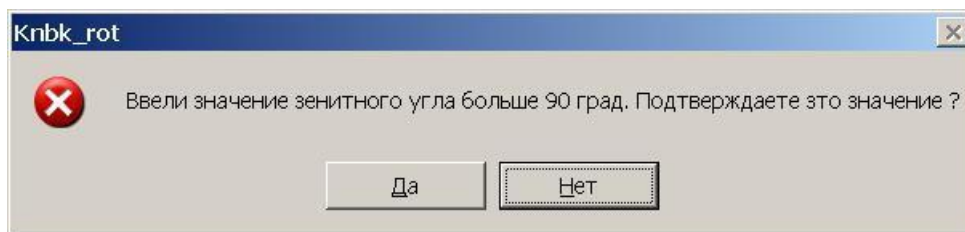
Угол падения пластов на забое, град:

В этом окне должны быть указаны или введены все требуемые данные.

При вводе числа в поле ввода, например, значения зенитного на забое, курсор мыши (вертикальная черточка) должен быть помещен на это поле, т.е.

поле ввода должно получить фокус. При получении полем ввода фокуса появится специальный элемент для ввода чисел. Этот элемент имеет 10 кнопок с цифрами (возможно и знак минус) и кнопки ST и BS. После щелчка мышью по цифре элемента ввода она будет перенесена в поле ввода. Для удаления последней цифры вводимого числа нужно щелкнуть на кнопке BS. Для удаления части или всего числа необходимо мышью выделить удаляемые цифры и щелкнуть на кнопке ST.

Если при вводе допущена ошибка, то появляется соответствующее сообщение. Например,



После ввода всех данных форма должна иметь следующий вид

Предварительный расчет оптимального расположения центраторов

Твердость породы

М, МС
 С, СТ
 Т, К

Тип долота

трехшарошечное
 алмазное
 лопастное
 фрезерное
 зарезное
 типа "Стратопакс"

Тип разбуриваемой породы

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

Тип КНБК

маятниковая
 безориентированный набор
 стабилизирующая

Возможное значение зенитного угла на забое, град

от	до
1	28

Введите шаг изменения зенитного угла, град

9

Диаметр долота, мм	Диаметр ствола, мм	Диаметр УБТ 1-й сек., мм	Диаметр УБТ 2-й сек., мм	Нагрузка на долото, кН	Радиус кривизны ствола в призабойной зоне, м
394	400	254	229	250	5700
295	300	229	216	210	
216	218	216	203	180	
190	192	203	178	170	
165	167	197	165	160	
140	142	178	146	150	
120	122	165	133	120	

Коеф. бокового фрезерования долота 0.070 Изменить

Укажите число центраторов Один Два Три

Шаг "перемещения" центраторов по КНБК, м	Нижняя граница установки нижнего (1-го) центратора, м	Верхняя граница установки нижнего (1-го) центратора, м	Наибольшее расстояние между 1-м и 2-м центраторами, м	Расстояние между 2-м и 3-м центраторами, м	Наибольшая длина 1-й секции УБТ, м
0.5	1	10	3	3	7
1	3	13	6	6	9
3	4	16	9	9	10
6	6	19			12
9	9	22			13

Диаметр нижнего центратора, мм: 215 можно <= изменить > Диаметр ствола, мм: 218

Азимут скважины на забое, град: 55

Азимут направления восстания пластов, град: 17

Угол падения пластов на забое, град: 22

Введите имя файла (без расширения) для сохранения результатов расчета: Демо1 Счет

После щелчка на кнопке «Счет» начинается расчет, который может продолжаться несколько минут. Процесс выполнения операций отображается на индикаторе (элемент ProgressBar). Расчет производится методом продолжения

(методом начальных параметров в матричной форме с переносом граничных условий) с шагом 0.25 м. В пределах этого шага все размеры и действующие усилия принимаются постоянными. При расчетах принята усредненная плотность бурового раствора, равная 1200 кг/м³, так как влияние плотности бурового раствора на напряженно-деформированное состояние КНБК незначительное.

Параметры компоновки низа буровой колонны при расчете с использованием описываемой программы задаются на длине, не меньшей 100 м. Это позволяет рассчитывать на прочность и относительно малопрочные трубы верхней части компоновки.

На траекторные параметры КНБК влияет только нижний «направляющий» участок компоновки, длина которого не превышает 40-60 м. Установка центраторов на расстоянии более 40-60 м от долота практически не влияет на напряженно-деформированное состояние призабойного участка и траекторные свойства компоновки. Расчетная длина, как правило, значительно меньше 100 м. Она устанавливается в процессе расчета из условий прилегания труб к стенке скважины. Число контактов труб со стенками скважины выше последнего центратора должно быть не менее трех.

После расчета результаты сохраняются в файле в папке OptimCentrRez\Files и показываются в таблице.

Технологический траекторный угол определяется по формуле:

$$U_{\text{техно}} = (K_{\text{бок}} - 1) * u(0) - K_{\text{бок}} * (\text{Abs}(R(0) / G) * \text{Sgn}(R(0))),$$

где: $K_{\text{бок}}$ – коэффициент бокового фрезерования долота;

$u(0)$ – угол поворота поперечного сечения долота;

$R(0)$ – боковая сила давления долота на стенку скважины;

G - нагрузка на долото;

$\text{Sgn}(R(0))$ – знак боковой силы, если $R(0) < 0$, то знак отрицательный, если $R(0) > 0$, то знак положительный.

Геологический траекторный угол определяется по зависимости:

$$U_{\text{гео}} = -0.000115 * a_1 * a_2 * ((G / G_{\text{ст}})^{1.3} * G_{\text{т}}),$$

где: $G_{\text{т}} = \text{Sin}(2 * (A_l - g_{\text{пл}} * (\text{Cos}(t_{\text{ел}} - t_{\text{гам}}))))$;

AI - зенитный угол на забое;

grL - угол падения пластов на забое;

teL - азимут скважины на забое;

tgam - азимут направления восстания пластов;

Gst - номинальная нагрузка на долото;

a1 - коэффициент, зависящий от типа породы;

a2 - коэффициент, зависящий от типа долота и его диаметра.

Результаты предварительного расчета

КНБК для стабилизации зенитного угла

Диаметр ствола скважины 218 мм
Диаметр долота 216 мм
Нагрузка на долото 150 кН
Диаметр центратора 215 мм
Диаметры УБТ 1-й секции 178/ 80 мм
Диаметры УБТ 2-й секции 165/ 71 мм
Тип породы - мергель
Твердость породы - С, СТ
Тип долота - трехшарошечное
Коэф. бокового фрезерования долота 0.070
Радиус кривизны ствола в призабойной зоне - 5700 м
Число центраторов - 3
Азимут скважины на забое - 55 град
Азимут направления восстания пластов - 17 град
Угол падения пластов на забое - 22 град

Зенитный угол на забое, град	Длина УБТ 1-й секции, м	Расст. от долота до 1-го центратора, м	Расст. от долота до 2-го центратора, м	Расст. от долота до 3-го центратора, м	Технологич. траекторный угол, рад	Геологич. траекторный угол, рад	Суммарный траекторный угол, рад
1	12	6	12	21	-0.000062	0.000230	0.000168
10	6	6	12	21	-0.000030	0.000108	0.000078
19	12	12	18	27	0.000053	-0.000025	0.000028
28	3	12	15	24	0.000141	-0.000155	-0.000014

Результаты сохранены в файле Демо1 в папке OptimCentrRezFiles

Повторить расчет Закрыть окно Продолжить

После предварительного расчета КНБК можно выполнить уточненный расчет. В этом случае начальная форма имеет вид (некоторые данные переносятся из предыдущего расчета).

При расчете по 2-му варианту откроется эта форма без данных для расчета.

Ввод уточненных или скорректированных данных

Открыть файл с данными Сохранить данные

Тип разбуриваемой породы

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

Твердость породы

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

Тип долота

- трехшарошечное
- алмазное
- лопастное
- фрезерное
- зарезное, однолопастное
- типа "Стратопакс"

Тип КНБК

- маятниковая
- безориентированный набор
- стабилизирующая

В призабойной зоне скважины прямая ? НЕТ ДА

Форма задания трассы призабойного интервала скважины

- радиусом кривизны, м
- интенсивностью искривления, град / 100 м
- инклинометрическими данными

При наборе зенитного угла радиус кривизны и интенсивность искривления - положительны, при падении - отрицательны !

Радиус кривизны оси скважины, м 5700

Зенитный угол на забое, град 55

Азимут скважины на забое, град 17

Азимут направления восстания пластов, град 22

Угол падения пластов на забое, град 216

Диаметр долота, мм 150

Осевая нагрузка на долото, кН 1200

Плотность бурового раствора, кг / куб.м

Условия бурения характеризуют ограничения длины УБТ по степени опасности прихвата, образования желобов, наличия неустойчивых отложений в интервале бурения. Для осложненных и сложных условий коэф. нагрузки на долото может быть задан в процессе расчета

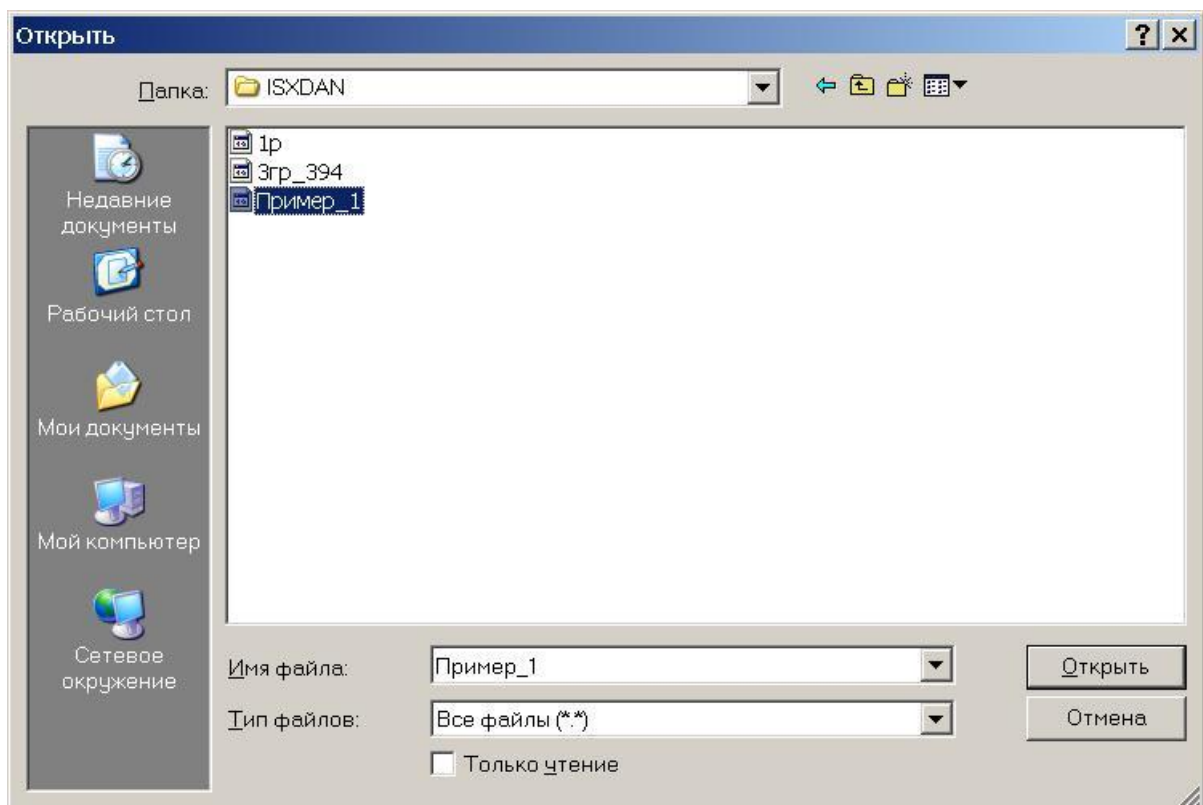
Условия бурения

- нормальные
- осложненные
- сложные

Открыть окно с таблицей предварительного оптимизационного расчета

Все данные могут быть изменены. Некоторые данные (зенитный угол, азимуты скважины на забое и направления восстания пластов, угол падения пластов на забое, диаметр долота, осевая нагрузка на долото и плотность бурового раствора) можно ввести из ранее сохраненного файла, находящегося в папке ISXDAN.

После ввода или уточнения всех данных укажите условия бурения и щелкните на правой кнопке с красной стрелкой.



В 100 метровой призабойной зоне геометрия ствола скважины может быть задана в виде ступенчатого изменения диаметра ствола. Максимальное число ступеней - 4.

Укажите число участков геометрической аппроксимации диаметра ствола скважины в 100 метровой призабойной зоне

1
2
3
4

Интервал, м		Усредненный диаметр ствола в этом интервале, мм
от	до	
0	10	218
10	46	220
46	100	221

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

← Усредненный диаметр ствола должен быть не менее 216 мм →

В расчете принято плавное изменение диаметра (используется сплайн-аппроксимация).

Если трасса скважины в призабойном участке задана инклинометрическими данными, то после щелчка на соответствующей радио-кнопке появится форма редактора инклинометрии.

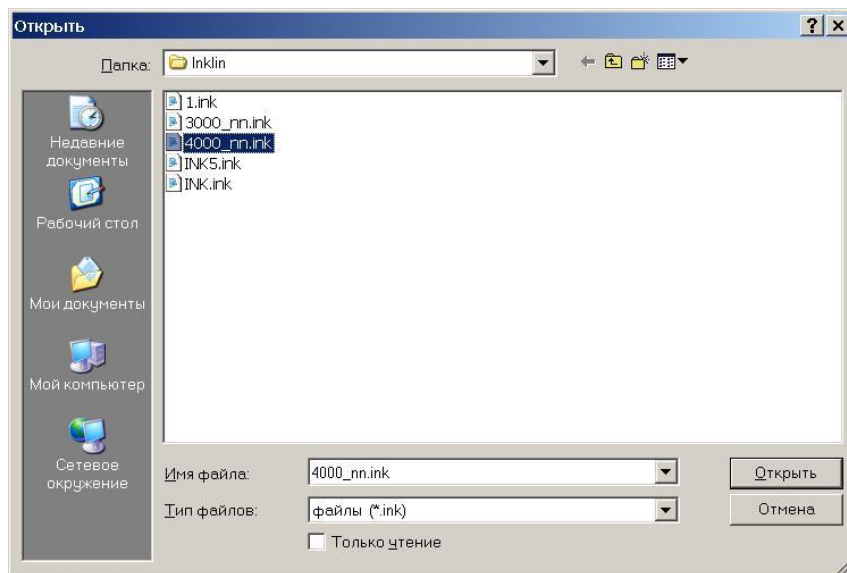
РЕДАКТОР ДАННЫХ ИНКЛИНОМЕТРИИ Помощь - F1

Открыть файл

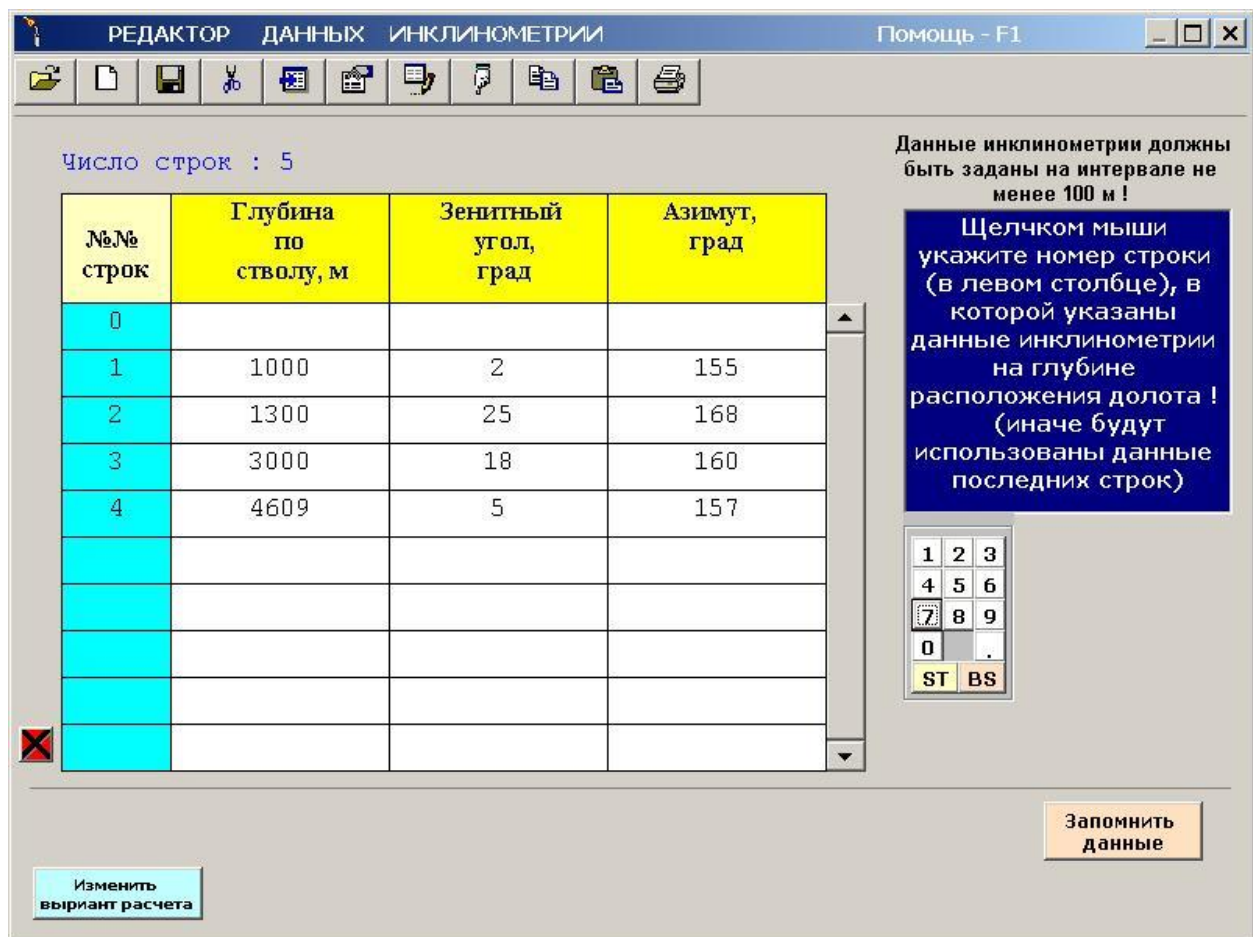
Изменить вариант расчета

В верхней части формы расположен ряд иконок. При наведении указателя мыши на иконку появляется всплывающая подсказка.

Щелчком на левой верхней иконке можно открыть файл с ранее сохраненными данными в папке Inklin.

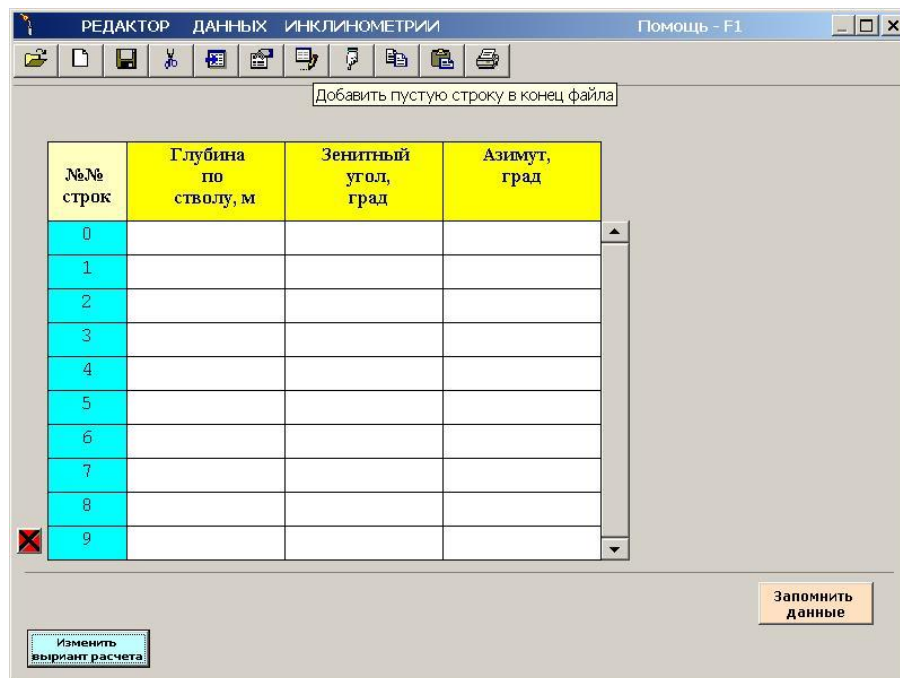


После щелчка на кнопке «Открыть» на форме появляется таблица с данными инклинометрии



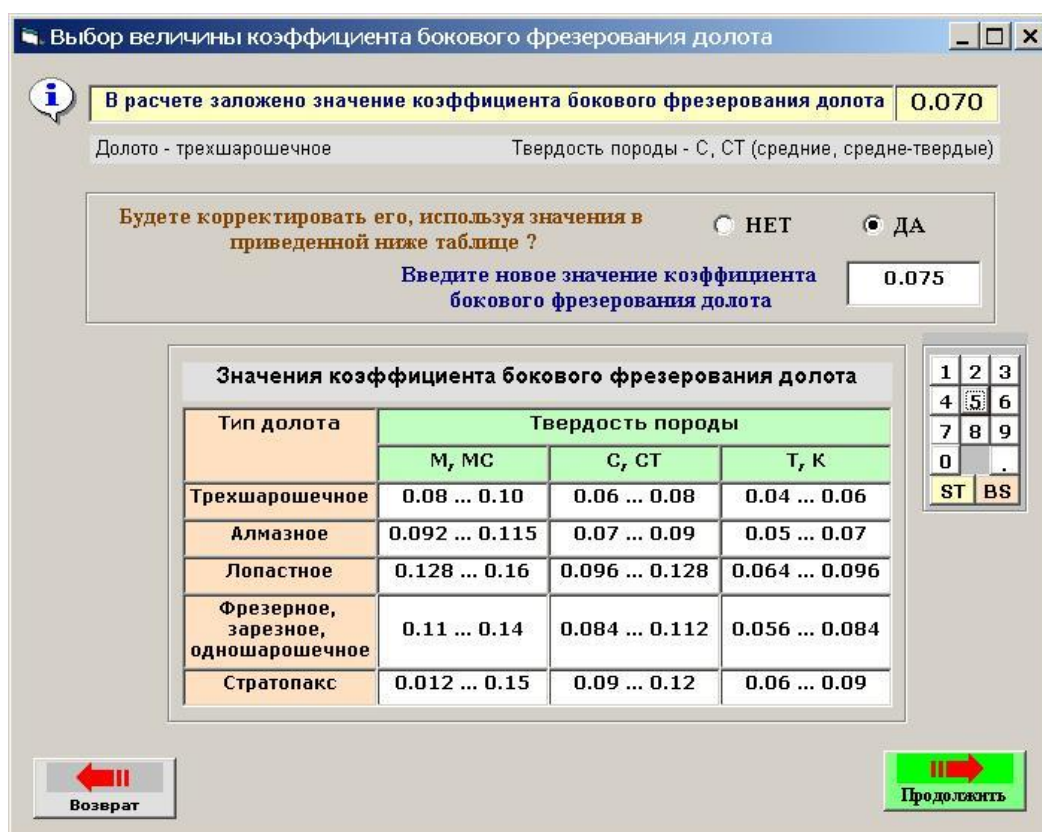
Данные можно редактировать.

Для ввода новых данных инклинометрии (и последующего сохранения их) нужно щелкнуть на второй иконке редактора. Появится таблица с пустыми ячейками, в которые вводятся данные. Число строк не должно превышать 1000.

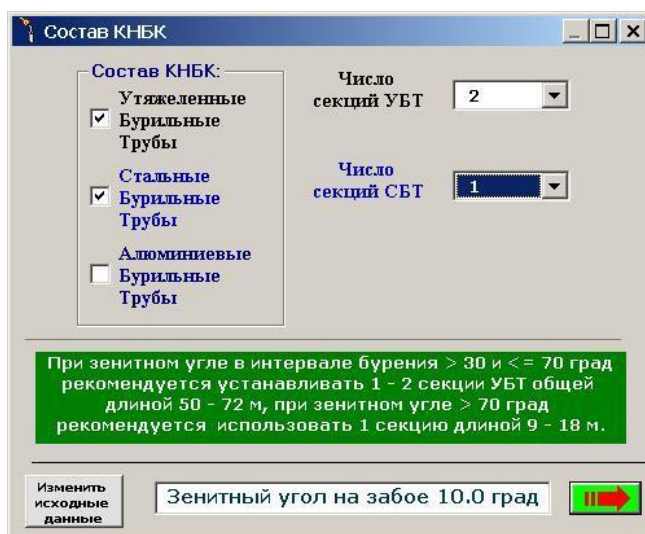


От типа долота и твердости разбуриваемой породы зависит коэффициент бокового фрезерования долота. Этот параметр определен путем анализа имеющейся научно-технической литературы и решения обратных задач, т.е. подбора параметров формулы по фактическим данным отработки разных компоновок в известных геолого-технических условиях.

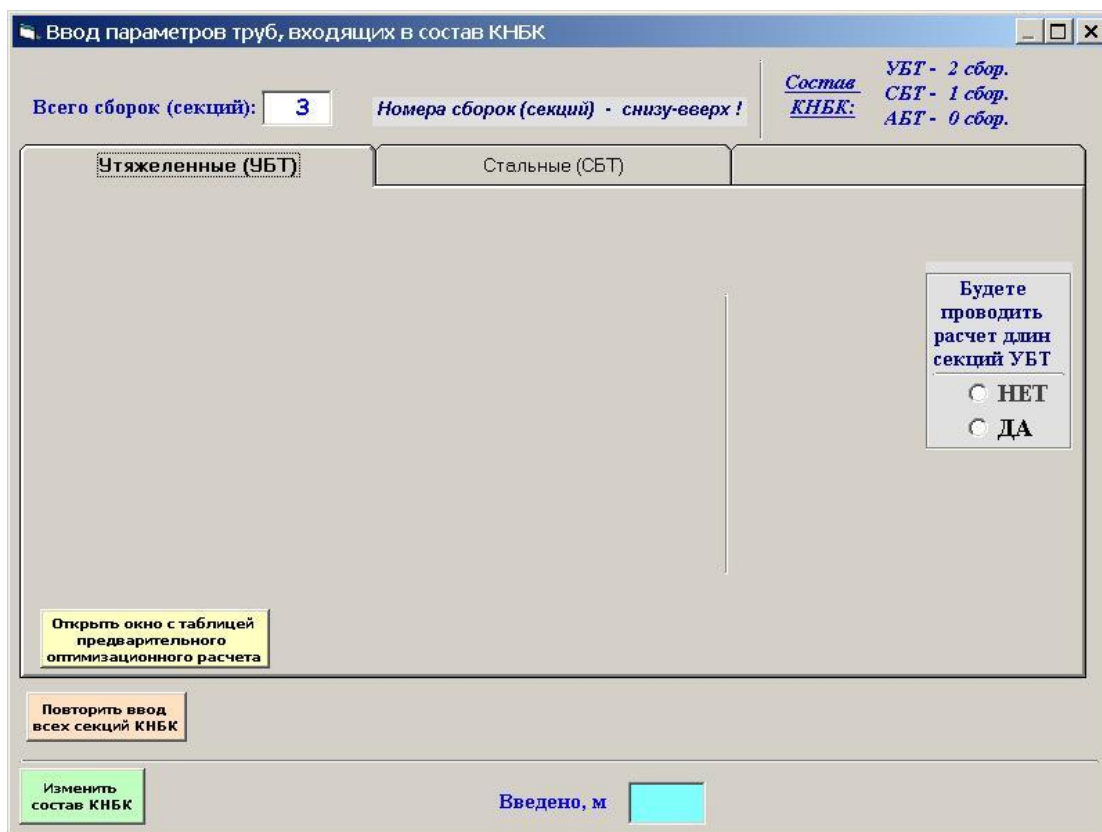
В следующем окне показана таблица значений коэффициентов бокового фрезерования долот. Значение коэффициента можно корректировать.



Состав компоновки низа бурильной колонны задается в окне. Как видно из приведенного ниже рисунка, в состав рассчитываемой КНБК могут входить стальные и бурильные трубы из легкого сплава



Параметры труб, входящих в состав НБК, задаются в последующих формах. Первая форма для ввода параметров труб снабжена набором вкладок с ярлычками и надписями на них. Каждая вкладка является элементом-контейнером и содержит в себе другие управляющие элементы.



Если длина секций УБТ задается пользователем, то после щелчка на радио-кнопке «НЕТ» необходимо ввести типы и размеры секций УБТ.

Ввод параметров труб, входящих в состав КНБК

Всего сборок (секций): Номера сборок (секций) - снизу-вверх!

Состав КНБК: УБТ - 2 сбор.
СБТ - 1 сбор.
АБТ - 0 сбор.

Утяжеленные (УБТ) | Стальные (СБТ)

Тип УБТ сборки (секции)

Импортные и НПО им.Фрунзе УБТС-2 Горячекатаные

Наружный/внутренний диаметры, мм

120/64
133/64
146/68
178/80
203/80
229/90
254/100
273/100

Будете проводить расчет длин секций УБТ

НЕТ ДА

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

Номера секций:

Длина секции, м:

Диаметр долота 216 мм

Таблица сочетаний диаметров долот и УБТ

Открыть окно с таблицей предварительного оптимизационного расчета

Повторить ввод всех секций КНБК

Изменить состав КНБК

Введено, м:

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

Ввод параметров труб, входящих в состав КНБК

Всего сборок (секций): Номера сборок (секций) - снизу-вверх!

Состав КНБК: УБТ - 2 сбор.
СБТ - 1 сбор.
АБТ - 0 сбор.

Утяжеленные (УБТ) | Стальные (СБТ)

Тип УБТ сборки (секции)

Импортные и НПО им.Фрунзе УБТС-2 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/внутренний диаметры, мм

79/32
89/38
108/46
121/51
127/57
146/57
165/57
165/71

Будете проводить расчет длин секций УБТ

НЕТ ДА

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

Номера секций:

Длина секции, м:

Диаметр долота 216 мм

Таблица сочетаний диаметров долот и УБТ

Открыть окно с таблицей предварительного оптимизационного расчета

Повторить ввод всех секций КНБК

Изменить состав КНБК

Введено, м:

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

Если щелкнуть на кнопке «Таблица сочетаний диаметров долот и УБТ», то можно открыть справочную таблицу рекомендуемых сочетаний утяжеленных бурильных труб компоновки с плавным изменением жесткости к колонне бурильных труб. Эта таблица записана в виде документа DdolDubt.doc в папке PARTRUB.

Таблица сочетания диаметров долот и УБТ

Диаметр долота, мм	Назначение компоновки по трассе скважины	1-я секция	2-я секция	3-я секция
1	2	3	4	5
А - условия бурения нормальные				
93-120.6	Бурение вертикального ствола, маятниковая компоновка	79; 89; 108	79; 89	-
120.6-139.7		89; 108; 120; 121; 127	89; 108; 121	-
139.7-165.1		121; 127; 133	108; 120; 121	
165.1-190.5		127; 133; 146; 157; 165	121; 127; 133; 146	
190.5-215.9		146; 157; 165; 171; 178; 195-197	133; 146; 157; 165	146; 157
215.9-244.5		165; 171; 178; 195-197; 203	165; 171; 178	157; 165
244.5-269.9		178; 195-197; 203; 216	165; 171; 178; 195-197	165; 178
269.9-311.1		203; 216; 229; 241; 254	178; 197; 203; 216; 229	165; 178
311.1-490		229; 241; 254; 273-279	197; 203; 216; 229	165; 178
Б - условия бурения осложненные и сложные				
120.6		79; 89; 108	79; 89	
120.6-139.7		89; 108; 120-121	89; 108	
139.7-165.1		120-121; 127; 133	108; 120-121	
165.1-190.5		127; 133; 146; 157	121; 127; 133; 146	
190.5-215.9		146; 157; 165; 171; 178	133; 146; 157; 165	
215.9-244.5		165; 171; 178; 195-197	165; 171; 178	
244.5-269.9		178; 195-197; 203	165; 171; 178; 195-197	165
269.9-311.1		203; 216; 229	178; 197; 203; 216	165; 178
311.1-490		229; 241; 254	197; 203; 216; 229	178

Для ввода параметров стальных бурильных труб необходимо щелкнуть на ярлычке «Стальные (СБТ)». Появится форма, в которой указываются типоразмеры труб и запоминаются щелчком на командной кнопке с номером секции СБТ (кнопка с цифрой 1).

Ввод параметров труб, входящих в состав КНБК

Всего сборок (секций): Номера сборок (секций) - снизу-вверх!

Состав КНБК: УБТ - 2 сбор. СБТ - 1 сбор. АБТ - 0 сбор.

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

БТ сборки: Отечественные, Импортные

Класс БТ: Первый, Второй, Третий

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

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

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

Длина секции, м: 877

1

Повторить ввод всех секций КНБК

Изменить состав КНБК

Введено, м: 105

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

Если в состав КНБК входит секция из алюминиевых труб, то ее типоразмеры вводятся в окне (необходимо щелкнуть на ярлычке «Алюминиевые (АБТ)»).

Ввод параметров труб, входящих в состав КНБК

Всего сборок (секций): Номера сборок (секций) - снизу-вверх!

Состав
КНБК: УБТ - 1 сбор.
СБТ - 1 сбор.
АБТ - 1 сбор.

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

Тип Алюминиевых БТ (АБТ)

ТБ - с концевыми утолщениями

ТБУП - с протекторным утолщением в середине трубы

АБТбзк - беззамковой конструкции

ТБН - с наружными концевыми утолщениями

ТБУ - с наружными утолщениями концевыми и в середине трубы и спиральным оребрением

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки основного сечения, мм	Марка сплава
129	11	Д16Т

Длина секции, м

Повторить ввод всех секций КНБК

Изменить состав КНБК

Введено, м

В следующем окне вводятся параметры жестких центраторов.

Стабилизация зенитного угла

Предусмотрена ли установка центраторов ? ДА НЕТ

Число центраторов

1
2
3
4
5

Расчет предусматривает возможность установки одного (или двух) центраторов на различном расстоянии их середины от долота в пределах заданного интервала (от - до). В результате расчета выбирается оптимальный вариант расположения центратора для решения поставленной задачи. При числе центраторов больше двух 3-й и последующие центраторы "неподвижны".

Изменить состав КНБК Изменить параметры УБТ Открыть окно с таблицей предварительного оптимизационного расчета **Продолжить**

Стабилизация зенитного угла

Предусмотрена ли установка центраторов ? ДА НЕТ

Число центраторов

№ центра-тора	Границы установки центратора (от долота), м		Диаметр центра-тора, мм
	от	до	
1	9	9	218
2	12	12	216
3	21	21	216

Шаг "перемещения центраторов" по КНБК, м

При "неподвижных" центраторах можно ввести 1

Расчет предусматривает возможность установки одного (или двух) центраторов на различном расстоянии их середины от долота в пределах заданного интервала (от - до). В результате расчета выбирается оптимальный вариант расположения центратора для решения поставленной задачи. При числе центраторов больше двух 3-й и последующие центраторы "неподвижны".

Диаметр жесткого центратора должен быть не более 218 мм и не менее 178 мм

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

Изменить состав КНБК Изменить параметры УБТ Открыть окно с таблицей предварительного оптимизационного расчета Продолжить

Здесь приведен пример ввода данных «неподвижных» центраторов.

Для определения оптимального расположения 1-го и 2-го центраторов необходимо задать их «подвижными», т.е. задать возможные границы их установки с шагом «перемещения» их по КНБК. Пример такого окна для маятниковой компоновки с одним центратором показан ниже.

Маятниковая КНБК

Предусмотрена ли установка центраторов ? ДА НЕТ

Число центраторов

№ центра-тора	Границы установки центратора (от долота), м		Диаметр центра-тора, мм
	от	до	
1	3	27	216

Шаг "перемещения центраторов" по КНБК, м

При "неподвижных" центраторах можно ввести 1

Расчет предусматривает возможность установки одного (или двух) центраторов на различном расстоянии их середины от долота в пределах заданного интервала (от - до). В результате расчета выбирается оптимальный вариант расположения центратора для решения поставленной задачи. При числе центраторов больше двух 3-й и последующие центраторы "неподвижны".

Диаметр жесткого центратора должен быть не более 218 мм и не менее 178 мм

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

Изменить состав КНБК Изменить параметры УБТ Продолжить

Результат расчета выводится на экран в виде таблицы.

Справка: Задали КНБК для уменьшения зенитного угла

Аппроксимация геометрии ствола скважины в призабойной зоне
0 - 100 м | 218 мм

Маятниковая КНБК

Шаг расчета, м	Наименьший технологический траекторный угол, рад	Геологический траекторный угол, рад	Суммарный траекторный угол, рад	Расстояние от долота до 1-го (нижнего) центратора, м
0.25	-0.000036	0.000071	0.000035	9.0
0.2	-0.000036	0.000071	0.000035	9.0
0.1	-0.000037	0.000071	0.000035	9.0

Показать другие возможности этой компоновки
 ДА
 НЕТ

Выберите значение шага для дальнейшего расчета, м
0.25
0.2
0.1

Изменить положение центраторов

Изменить исходные данные

Конец расчета

После щелчка на радио-кнопке «ДА» будут показаны значения траекторных углов и оптимальное положение центратора, если эту компоновку использовать для набора зенитного угла и стабилизации направления ствола скважины.

Результаты

Набор зенитного угла

Шаг расчета, м	Наибольший технологический траекторный угол, рад	Геологический траекторный угол, рад	Суммарный траекторный угол, рад	Расстояние от долота до 1-го (нижнего) центратора, м
0.25	0.000219	0.000071	0.000290	15.0
0.2	0.000219	0.000071	0.000291	15.0
0.1	0.000219	0.000071	0.000290	15.0

Справка: Задали КНБК для уменьшения зенитного угла

Аппроксимация геометрии ствола скважины в призабойной зоне

0 - 100 м	218 мм
-----------	--------

Маятниковая КНБК

Шаг расчета, м	Наименьший технологический траекторный угол, рад	Геологический траекторный угол, рад	Суммарный траекторный угол, рад	Расстояние от долота до 1-го (нижнего) центратора, м
0.25	-0.000036	0.000071	0.000035	9.0
0.2	-0.000036	0.000071	0.000035	9.0
0.1	-0.000037	0.000071	0.000035	9.0

Стабилизация зенитного угла

Шаг расчета, м	Наиболее близкое к нулю значение суммарного траекторного угла, рад	в том числе		Расстояние от долота до 1-го (нижнего) центратора, м
		Технологический траекторный угол, рад	Геологический траекторный угол, рад	
0.25	0.000035	-0.000036	0.000071	9.0
0.2	0.000035	-0.000036	0.000071	9.0
0.1	0.000035	-0.000037	0.000071	9.0

Показать другие возможности этой компоновки ДА НЕТ

Выберите значение шага для дальнейшего расчета, м

0.25
0.2
0.1

Продолжить

Изменить положение центраторов

Изменить исходные данные

Конец расчета

Для продолжения расчета необходимо выбрать шаг расчета и нажать кнопку «Продолжить». Результаты расчета будут показаны в следующем окне.

Результаты

Сохранить левую таблицу Сохранить правую таблицу Сохранить обе таблицы


Тенденция изменения зенитного угла - НАБОР

№	Параметр	Значение	№ центр.	Диаметр, мм	Расст. от дол., м	Усилие, кН	У
2	Боковая сила от долота, кН	0.90	1	216.0	9.00	5.92	0
3	Угол поворота долота, рад	0.000088		контакт	20.25	0.05	
4	Зенитный угол на забое, град	20.00		контакт	23.00	2.45	
5	Геолог. составляющая кривизны скв.	0.000071					
6	Технолог. составляющая кривизны скв.	-0.000036					
7	Интенсивность искривления, гр/100 м	0.20					
8	Тенден. изм. интенсив. искривления	увеличен					

Показать схему КНБК? ДА НЕТ

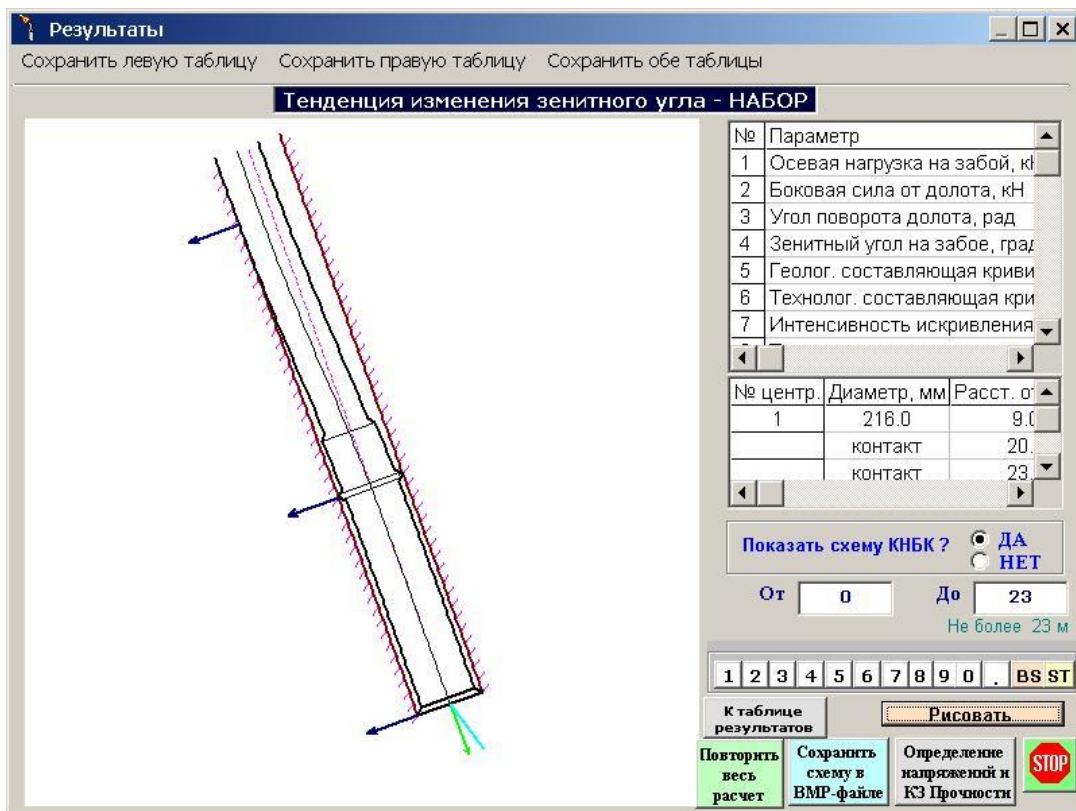
К таблице результатов

Повторить весь расчет

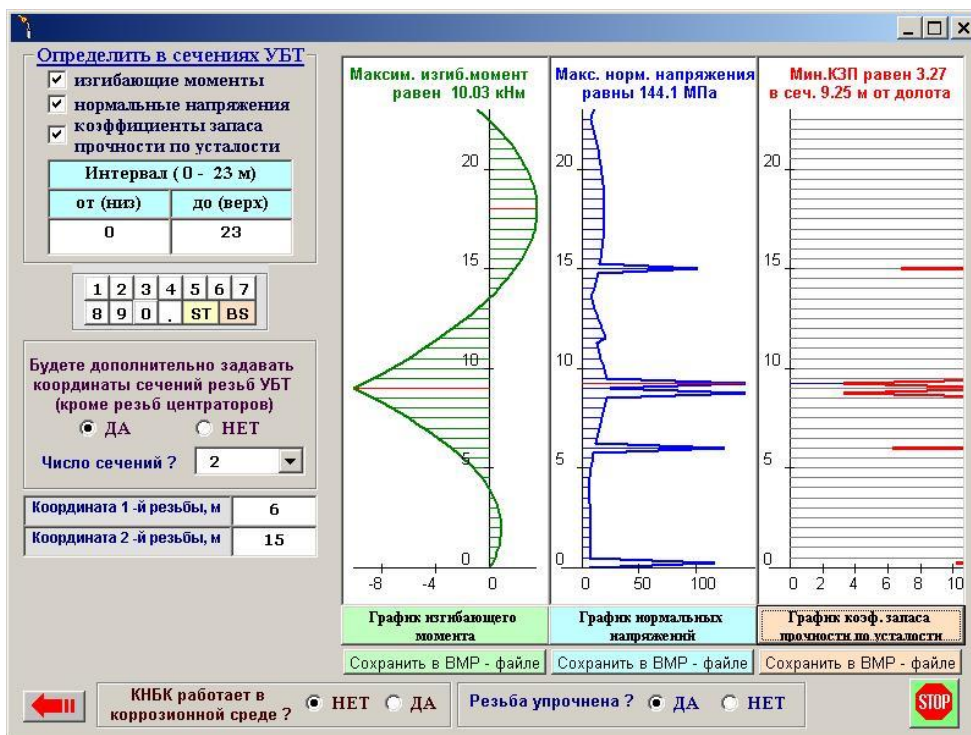
Определение напряжений и КЗ Прочности 

Данные таблиц можно сохранить в папке REZ.

Можно посмотреть схему КНБК, если щелкнуть на радио-кнопке «ДА», ввести границы и нажать на кнопке «Рисовать». В этом примере расчетная длина КНБК получилась равной 23 м.



Щелчком на кнопке «Определение напряжений и коэффициента запаса прочности (КЗП)» открывается следующее окно. Пользователь может задать дополнительно сечения КНБК, где следует определить напряжения и КЗП. При этом могут быть заданы и размеры этого сечения.



Расчет компоновок с забойным двигателем

Расчет производится во многом аналогично расчету роторной компоновки низа буровой колонны (далее - компоновки). Сначала вводятся общие данные по условиям бурения.

Исходные Данные

Открыть файл с ранее сохраненными данными Сохранить данные

Тип разбуриваемой породы

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

Твердость породы

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

Тип долота

- трехшарошечное
- алмазное
- лопастное
- фрезерное
- зарезное, одношарошечное
- типа "Стратопадк"

Тип КНБК

- безориентированный набор
- маятниковая
- стабилизирующая

В призабойной зоне скважина прямая? НЕТ ДА

Зенитный угол на забое, град 25

Азимут скважины на забое, град 1

Азимут направления восстановления пластов, град 5

Угол падения пластов на забое, град 15

Диаметр долота, мм 215.9

Осевая нагрузка на долото, кН 80

Плотность бурового раствора, кг / куб.м 1200

Усредненная (за рейс) величина радиального люфта шпинделя (не более 10), мм 2

Условия бурения

- нормальные
- осложненные
- сложные

Условия бурения характеризуют ограничения длины УБТ по степени опасности прихвата, образования желобов, наличия неустойчивых отложений в интервале бурения. Для осложненных и сложных условий коэф. нагрузки на долото может быть задан в

← ||| ||| →

Укажите число участков геометрической аппроксимации диаметра ствола скважины в 100 метровой призабойной зоне

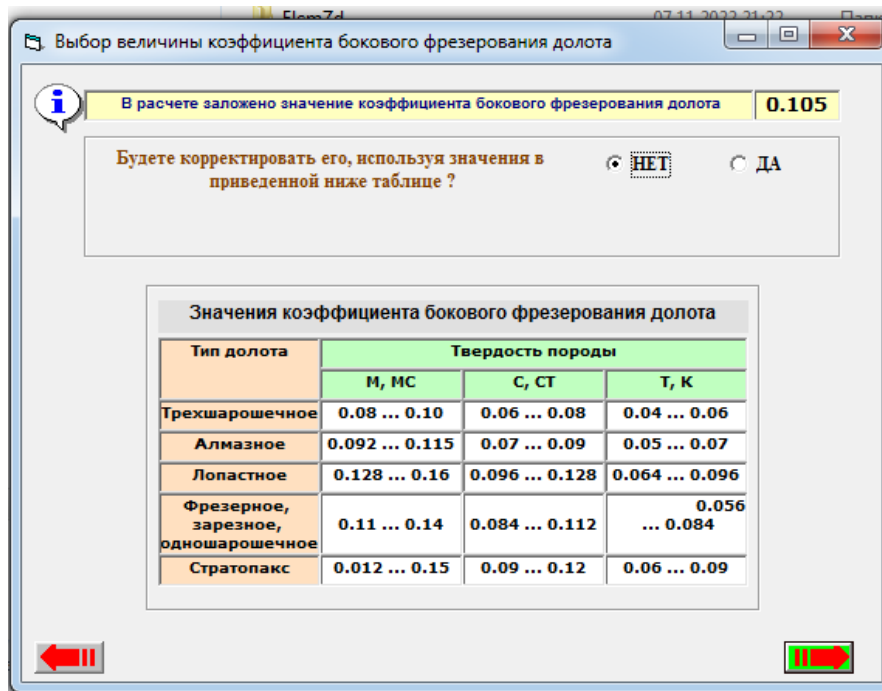
1 2 3 4

Интервал, м		Усредненный диаметр ствола в этом интервале, мм
от	до	
0	100	218

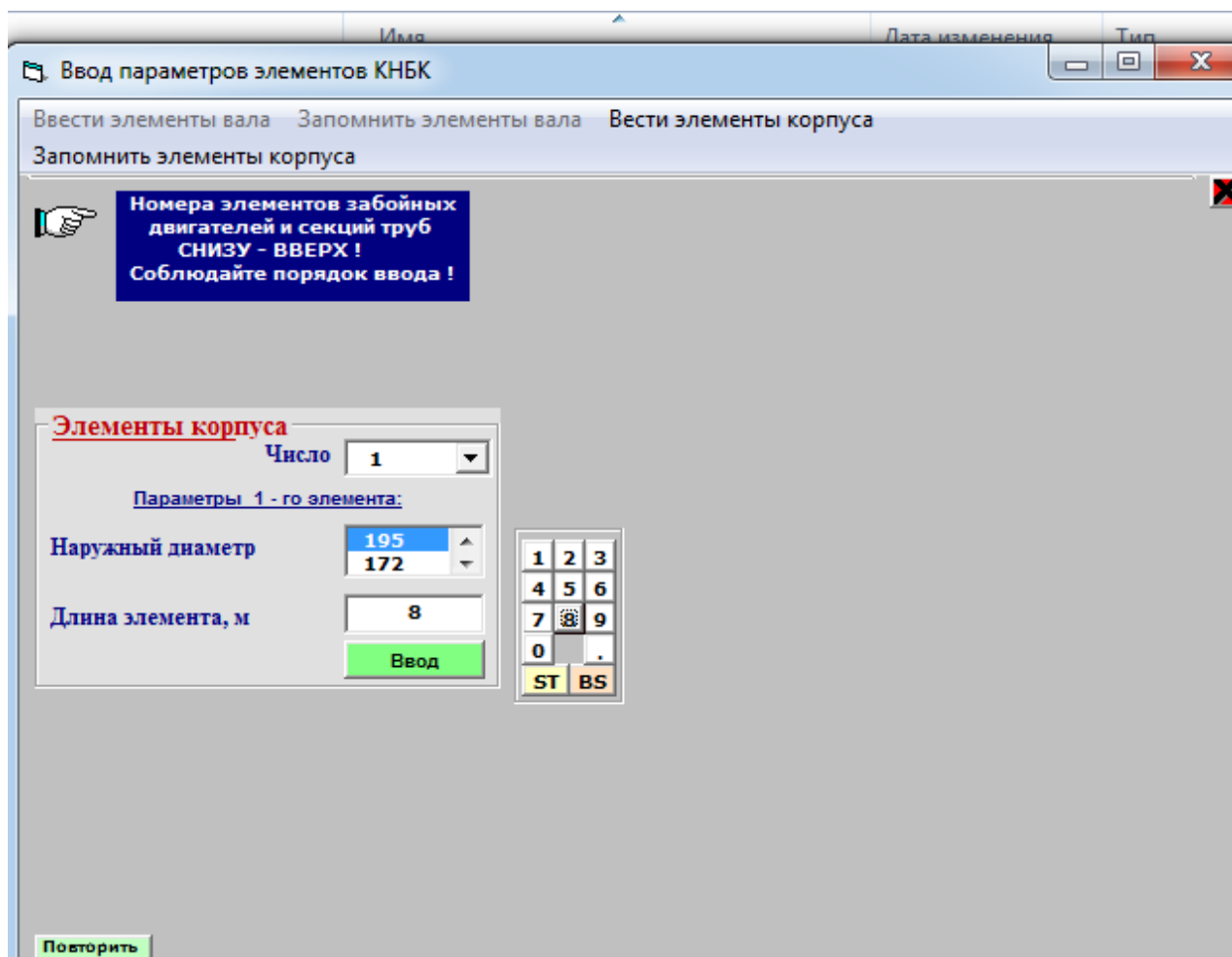
← ||| ||| →

Усредненный диаметр ствола должен быть не менее 215.9 мм

← ||| ||| →



Затем приводится данные по забойному двигателю и набору труб в КОМПОНОВКЕ



Ввод параметров элементов КНБК

Ввести элементы вала Запомнить элементы вала Вести элементы корпуса
Запомнить элементы корпуса

**Номера элементов забойных двигателей и секций труб СНИЗУ – ВВЕРХ !
Соблюдайте порядок ввода !**

Элементы вала

Число

Параметры 1-го элемента:

Наружный диаметр, мм

Внутренний диаметр, мм

Длина элемента, м

Присоединительная резьба к долоту

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

Вести элементы вала Вести элементы корпуса

Ввод параметров секций бурильных труб

Утяжеленны Стальные Алюминиевы

Параметры секции УБТ

Тип	Наружный / внутрен. диам. / резьбовое соединение	Длина секции, м
<input checked="" type="radio"/> Импортные и НПО им. Фрунзе		
<input type="radio"/> УБТС-2	<input type="text" value="178/71/3-133"/>	<input type="text" value="72"/>
<input type="radio"/> Горячекатаные		

Число секций УБТ

Будете проводить расчет длин секций УБТ ?

НЕТ
 ДА

Введите тип, диаметры и длины секций УБТ

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

Типы импортных УБТ

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

Д/1 - квадратного сечения

Л - с проточкой под элеватор

Л/1 - с проточкой под элеватор 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

Длина элемента, м

Ввод параметров элементов КНБК

Ввести элементы вала Запомнить элементы вала Вести элементы корпуса
Запомнить элементы корпуса

**Номера элементов забойных двигателей и секций труб СНИЗУ - ВВЕРХ !
Соблюдайте порядок ввода !**

Ввод параметров секций бурильных труб

Утяжеленны Стальные Алюминиевы

Элементы вала
Число

Параметры 2 - го элемента:

Наружный диаметр, мм
 Внутренний диаметр, мм
 Длина элемента, м
 Присоединительная резьба к долоту

Элементы корпуса
Число

Параметры 1 - го элемента:

Наружный диаметр
 Длина элемента, м

Параметры секции стальных БТ

Отечественные Импортные

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м
<input type="text" value="127"/>	<input type="text" value="9.19"/>	<input type="text" value="Л"/>	<input type="text" value="1350"/>

Указывается примерный диапазон установки планируемых центраторов и их диаметры. Программно определяется их оптимальное размещение исходя из траекторной задачи и соблюдения прочности компоновки.

Стабилизация зенитного угла

Предусмотрена ли установка центраторов ? ДА НЕТ

Число центраторов

№ центра-тора	Границы установки центратора (от долота), м		Диаметр центра-тора, мм
	от	до	
1	1	4	215
2	9	15	215
3	36	36	210

Шаг "перемещения центраторов" по КНБК, м

Расчет предусматривает возможность установки одного (или двух) центраторов на различном расстоянии их середины от долота в пределах заданного интервала (от - до). В результате расчета выбирается оптимальный вариант расположения центратора для решения поставленной задачи. При числе центраторов больше двух 3-й и последующие "

Диаметр жесткого центратора должен быть не более 217 мм и не менее 195 мм

Далее осуществляется расчет оптимального размещения центраторов на основе сравнения геологического и технологического траекторного угла. Для стабилизации имеющегося зенитного угла необходимо чтобы суммарный траекторный угол был близок к нулю (см. рисунок ниже).

Для неориентированного набора зенитного угла суммарный траекторный угол должен иметь положительное значение, для снижения зенитного угла - отрицательное значение (см.). В приведенном примере выполнен расчет компоновки для стабилизации набранного зенитного угла (25 градусов) в условиях, когда угол залегания пластов (известняк) при одинаковом азимуте восстания меньше зенитного угла скважины.

Просмотр результатов

Справка: Задали КНБК для стабилизации зенитного угла

Аппроксимация геометрии ствола скважины в призабойной

0 - 100 м | 217 мм

Показать другие возможности этой компоновки ДА НЕТ

Выберите значение шага для дальнейшего расчета, м

0.25
0.2
0.1

Изменить положение центраторов

Изменить исходные данные

Конец расчета

Стабилизация зенитного угла

Шаг расчета, м	Наиболее близкое к нулю значение суммарного траекторного угла, рад	в том числе		Расстояние от долота до 1-го (нижнего) центратора, м	Расстояние от долота до 2-го центратора, м	Боковая сила давления долота на стенку,
		Технологический траекторный угол, рад	Геологический траекторный угол, рад			
0.25	-0.000003	0.000093	-0.000096	1.0	13.0	0.17
0.2	-0.000002	0.000094	-0.000096	1.0	13.0	0.18
0.1	0.000000	0.000095	-0.000096	1.0	13.0	0.19

Подобным образом решаются задачи неориентированного набора или снижения зенитного угла скважины. При этом суммарный траекторный угол должен иметь соответственно положительное или отрицательное значение. Его абсолютная величина определяет интенсивность искривления оси ствола скважины, то есть набора или снижения зенитного угла (смотри).