

ООО «Бурсофтпроект»

**Программный комплекс
«Проектирование бурения»**

(Руководство пользователя)

Москва
2008

1. ГЛАВНАЯ ФОРМА.....	5
1.1. Ввод и редактирование месторождений, кустов, скважин.....	6
1.2. Копирование информации в базе данных.....	6
1.3. Копирование информации из внешней базы данных.....	7
2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	8
2.1 Форма «Скважина».....	8
2.2 Форма «Геология».....	8
2.3 Форма «Буровой раствор/Буровой насос».....	10
2.4 Форма «Профиль».....	11
2.4 Форма «Обсадная колонна».....	12
2.4 Форма «Рейсы/КНБК/Бурильная колонна».....	13
3.1 Растворы.....	15
3.2. Обсадные трубы.....	15
3.3. Бурильные трубы.....	15
3.4. Двигатели.....	15
3.5. КНБК.....	16
3.6. Каталог.....	17
4. ПРОФИЛЬ.....	18
4.1. Загрузка формы «Проектирование профиля/Анализ сближения стволов».....	18
4.2. Форма «Инклинометрия».....	18
4.3. Форма «Объекты бурения».....	18
4.4. Форма «Проектирование профиля».....	19
4.5. Форма «Анализ пересечений».....	20
5. ОБСАДНАЯ КОЛОННА.....	22
5.1. Загрузка формы «Обсадная колонна».....	22
5.2. Форма «Параметры расчета».....	22
5.3. Подбор конструкции обсадной колонны.....	22
5.4. Форма «Эпюры».....	22
5.5. Форма «Результаты расчета».....	22
5.6. Форма «Отчеты».....	23
6. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ.....	24
6.1. Загрузка формы «Цементирование».....	24
6.2 Форма «Параметры цементирования».....	24
6.3 Форма «Скважина».....	24
6.3 Форма «Растворы».....	24
6.4. Расчет.....	28
6.5. Результаты расчетов.....	28
7. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА.....	29
7.1. Загрузка формы «Бурильная колонна».....	29
7.2 Форма «Проверочные расчеты для заданной глубины».....	29
7.3 Форма «Анализ нагрузок и моментов для всех глубин».....	34
7.4. Форма «Подбор состава бурильной колонны».....	36
7.5. Спуск обсадной колонны на бурильных трубах.....	36
7.6. Форма «Расчет проходимости».....	37
7.7. Форма «Турбобур-отклонитель».....	38
7.8. Форма «Расчет прихвата».....	38
8. ГИДРАВЛИКА ПРОМЫВКИ.....	40
8.1. Загрузка формы «Гидравлика промывки».....	40
8.2 Форма «Скважина».....	40
8.3 Форма «Параметры расчета».....	40
8.4. Форма «Результаты расчета».....	42
8.5. Форма «Отчеты».....	42

<u>9. БУРОВАЯ УСТАНОВКА.....</u>	<u>43</u>
<u>10. ПОДЪЕМ/СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ.....</u>	<u>44</u>
<u>10.1. Загрузка формы «Подъем/Спуск обсадной колонны».....</u>	<u>44</u>
<u>10.2. Форма «Параметры расчета».....</u>	<u>44</u>
<u>10.3. Форма «Эпюры/Скважина».....</u>	<u>45</u>
<u>10.4. Форма «Расчет проходимости».....</u>	<u>45</u>
<u>11. ОТЧЕТНОСТЬ ПРОЕКТА НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН.....</u>	<u>47</u>

\

ВВЕДЕНИЕ

Программный комплекс «Инженерные расчеты строительства скважин» представляет собой интегрированный пакет программных модулей, позволяющий решать инженерные задачи и задачи оперативного контроля процесса строительства скважин, оперативно анализировать процессы, протекающие в ходе строительства скважины, накапливать данные о построенных скважинах. В качестве методической базы программного комплекса используются утвержденные отечественные руководящие документы. В состав программного комплекса входят следующие модули:

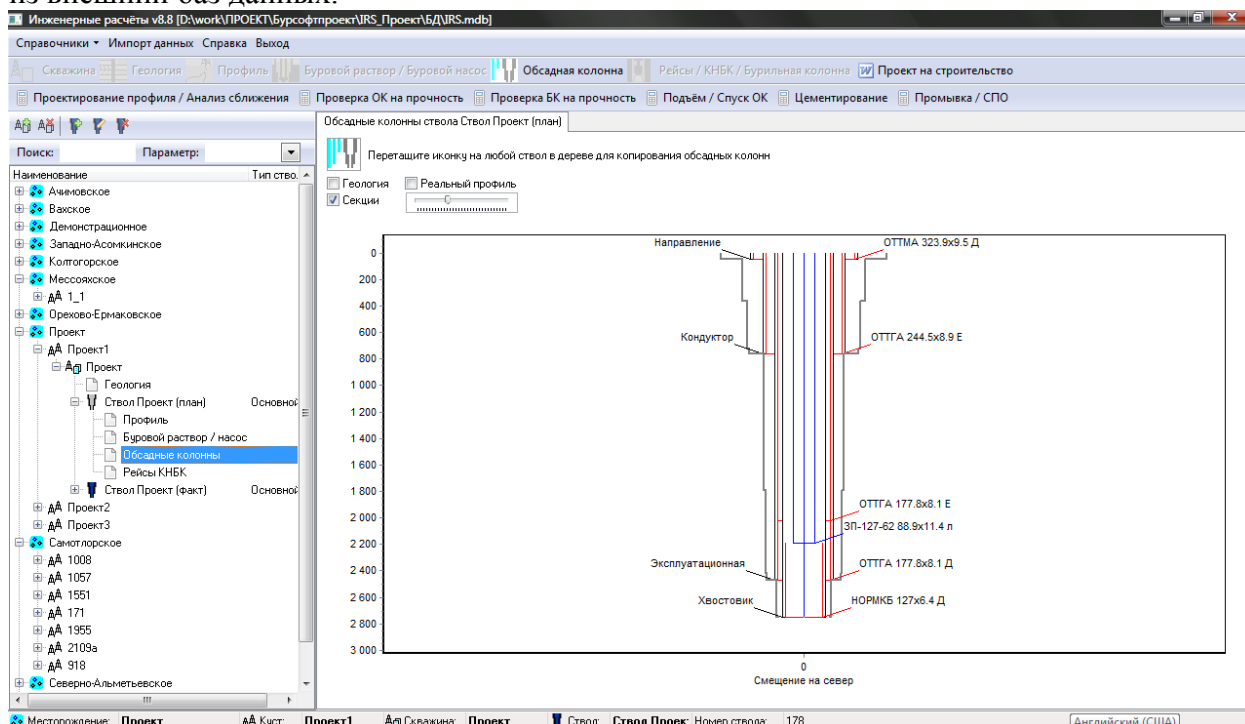
- Профиль.
- Обсадная колонна.
- Цементирование.
- Бурильная колонна.
- Гидравлика промывки.
- Нормативно-справочная информация.
- Отчетность.

Модули «Обсадная колонна», «Бурильная колонна», «Гидравлика промывки» обладают возможностью проводить проектные расчеты и получать оптимизированные решения по конструкции обсадной колонны, компоновке колонны бурильных труб, программе промывки.

Комплекс проектных расчетов позволяет на базе Группового проекта провести проектные расчеты для индивидуальной скважины с учетом ее геологических и конструктивных особенностей.

1. ГЛАВНАЯ ФОРМА

Главная форма содержит элементы управления, позволяющие создавать и редактировать объекты расчета, копировать их в текущей базе данных и импортировать из внешней баз данных.



В верхней части формы находятся три группы меню. Первая содержит элементы:

- Справочники - вызывает формы ввода и редактирования справочников.
- Импорт данных – позволяет импортировать данные из внешних баз данных.
- Выход – выход из программы.

Вторая группа меню предназначена для вызова форм ввода и редактирования исходных и промежуточных данных программного комплекса и содержит элементы:



- «Скважина».



- «Геология».



- «Буровой раствор/Буровой насос».



- «Профиль».



- «Обсадная колонна».



- «Рейсы/КНБК/Бурильная колонна».

Третья группа меню вызывает модули расчетных задач:

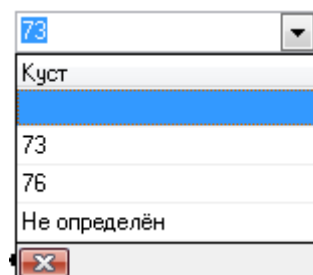
- Проектирование профиля и анализ сближения стволов.
- Расчеты обсадной колонны.
- Расчеты бурильной колонны.
- Расчеты цементирования обсадных колонн.
- Гидравлические расчеты промывки и спуско-подъемных операций.

1.1. Ввод и редактирование месторождений, кустов, скважин.

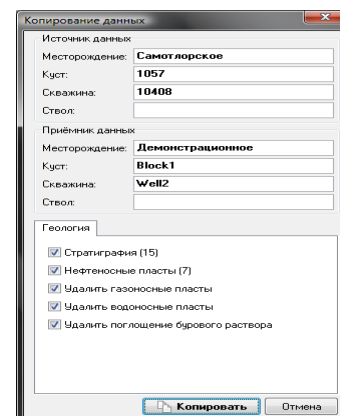
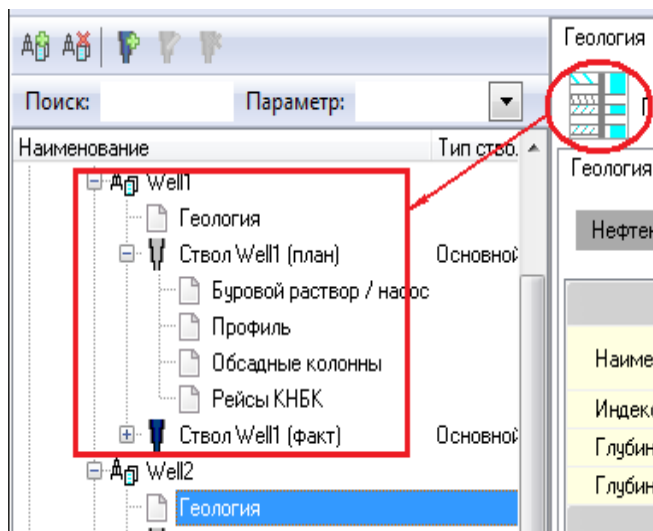
1. Для ввода и редактирования месторождений необходимо в меню «Справочники» выбрать «Каталог» и в нем категорию «Месторождения».
2. Ввод и удаление скважин производится из меню иконками  ; редактирование через иконку  - «Скважина».
3. Выбор куста для скважины осуществляется на форме ввода и редактирования данных скважины. Если необходимого куста в базе данных еще не существует, необходимо ввести его название в пустую строку меню.
4. Изменение названия куста производится на форме ввода и редактирования данных скважины для каждой принадлежащей ему скважины.
5. Изменение названия месторождения производится на форме ввода и редактирования данных скважины для каждой принадлежащей ему скважины.
6. Для того, чтобы удалить куст или месторождение, необходимо удалить все соответствующие скважины.

Важно! Каждая скважина в программном комплексе может иметь множество вариантов расчетов (проектные, фактические, допроектированные с учетом частично пробуренного ствола и так далее). Под понятием «ствол» в программном комплексе понимается такой вариант расчета. «Основной» ствол включается в анализ сближения стволов скважин.

Создание нового, удаление, редактирование названия ствола осуществляется с помощью иконок .



1.2. Копирование информации в базе данных.



При формировании исходных данных для расчетов скважины часто представляется удобным воспользоваться информацией по ранее введенным скважинам. На скважину переносится геология, на ствол – буровой раствор, профиль, обсадные колонны, рейсы КНБК (компоновка инструмента).

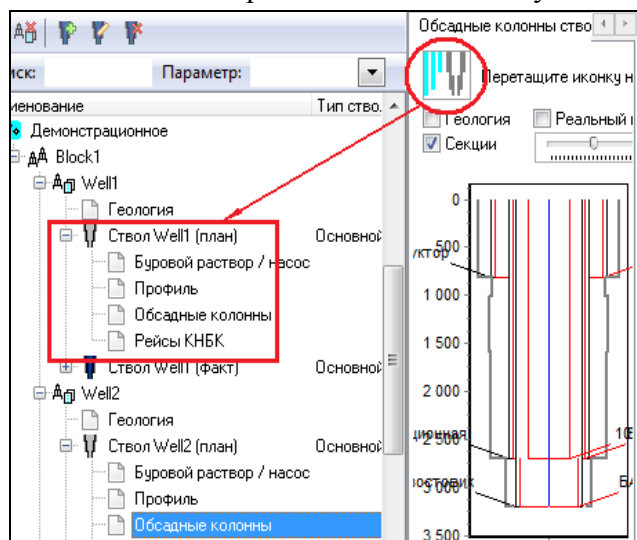
Для копирования геологии с одной скважины на другую необходимо:

1. В дереве скважин в левой части главной формы выбрать скважину, с которой требуется скопировать геологию и перейти к пункту «Геология»;
2. Перетащить иконку «Геология» в дерево скважин на любую скважину или вложенный элемент для этой скважины.

3. В появившемся окне «Копирование данных» выбрать необходимые пункты и нажать кнопку «Копировать».

Для копирования конструкции обсадных колонн (бурового раствора, профиля) с одного ствола на другой необходимо:

1. В дереве скважин в левой части главной формы выбрать скважину и ствол, с которого требуется скопировать обсадные колонны и перейти к пункту «обсадные колонны».
2. Перетащить иконку «Обсадные колонны» в дерево скважин на любой ствол или вложенный элемент для этого ствола.
3. В появившемся окне «Копирование данных» выбрать необходимые пункты, в частности, необходимо ли копировать рейсы КНБК.

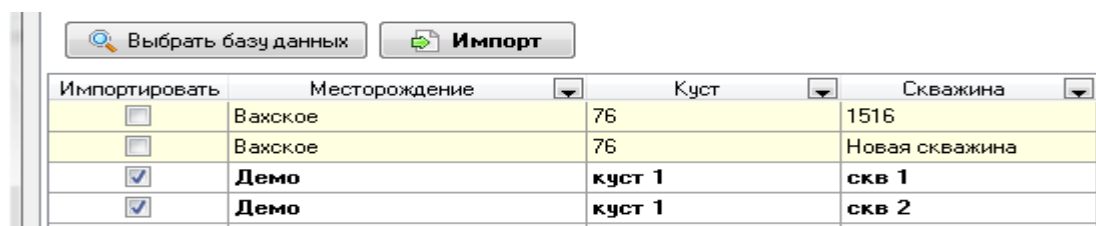


Можно, например, ввести новую, «пустую», скважину и сформировать все исходные данные, скопировав геологические данные из одной скважины, конструкцию обсадных колонн – из другой, профиль – из третьей.

1.3. Копирование информации из внешней базы данных.

Для импорта скважин из внешних баз данных необходимо:

1. Вызвать пункт меню «Копирование данных».



2. Выбрать базу данных, содержащую информацию для копирования. Программа автоматически сравнивает базы данных, и жирным шрифтом отмечает скважины, которые в текущей базе отсутствуют.
 3. Отметить скважины, подлежащие копированию. Нажать кнопку «Импорт».
- Копироваться будут только скважины отсутствующие в текущей базе данных.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

При эксплуатации программного комплекса необходимо учитывать, что результаты решения одной задачи могут являться исходными данными для других задач. И после изменения, например конструкции обсадных колонн, необходимо заново провести расчеты цементирования, бурильной колонны, гидравлики промывки с новыми исходными данными.

Исходные данные по геологии относятся ко всем вариантам расчета (стволам), остальные исходные данные принадлежат конкретному варианту расчета.

Для вызова форм ввода исходных данных можно воспользоваться пиктограммой в верхней части главной формы или дважды щелкнуть на соответствующем названии дерева левой части формы.

2.1 Форма «Скважина».

На форме «Скважина» вводятся и редактируются основные данные о скважине и ее координатах.

Координаты устья скважины вводятся в декартовых координатах в виде смещений от реперной точки. В случае, если известны координаты какой-либо скважины на том же кусте, можно ввести «Азимут смещения» (направление движения станка) и «Смещение по азимуту» (сдвигу) и рассчитать через них координаты вводимой скважины. На рисунке в правой части формы отображается взаимное расположение скважин куста.

2.2 Форма «Геология».

На форме находятся семь вкладок. Вкладки «Стратиграфия», «Нефтеносные пласты», «Газоносные пласты», «Водоносные пласты», «Поглощение бурового раствора» служат для ввода и редактирования данных, вкладки «Геология» и «Диаграммы» – для отображения введенных параметров. Для редактирования пласта необходимо дважды по нему щелкнуть. Для ввода давлений и градиентов давлений существуют следующие правила:

1. По умолчанию градиент пластового давления соответствует водяному столбу, градиент давления гидроразрыва принимается равным 0.18 кг/см²/м.
2. Для каждого интервала должны быть заданы как значения давлений, так и значения градиентов давлений. Вводить же необходимо или давления или градиенты. Пересчет второго параметра инициализируется кнопками «Градиент->Давление» «Давление->Градиент».
3. Градиент давлений на одном интервале (в одном пласте), как правило, имеет одно значение. Но может принимать различные значения, если сначала вводятся значения давлений, затем пересчитываются градиенты давлений. Например, на интервале давление задается одним значением, градиенты давлений после пересчета будут иметь разные значения в начале и конце интервала.
4. В верхней части формы находятся кнопки для расчета давлений. Кнопка «Пластовое давление» инициализирует расчет пластового давления по высоте водяного столба, кнопка «Давление гидроразрыва» - расчет давления гидроразрыва по формуле Гаврилкевича.
5. Чаще всего встречается следующий алгоритм ввода данных по пласту: выбор пласта по наименованию или индексу или ввод индекса, ввод конечной глубины пласта (начальная по умолчанию принимается равной окончанию предыдущего пласта), редактирование градиентов пластовых давлений и градиентов давлений гидроразрыва, пересчет давлений по кнопке «Градиент->Давление», редактирование коэффициента кавернозности (по умолчанию принимается равным 1.25).

Пластовое давление		Давление гидроразрыва	
Давление -> Градиент		Градиент -> Давление	
Пласт			
Наименование	Ганькинская		
Индекс	K2		
Плотность, г/см ³	2.2		
Коэффициент кавернозности	1.25		
Твёрдость по штампу, кг/мм ²	20		
Температура в начале интервала, град С	16		
Температура в конце интервала, град С	22		
Глубина пласта по вертикали, м			
От	До	655	790
Давление, кг/см²			
Пластовое начальное	Пластовое конечное	48.47	58.46
Гидроразр. начальное	Гидроразр. конечное	110.04	132.72
Градиент давления, кг/см²/м			
Пластовый начальный	Пластовый конечный	0.074	0.074
Гидроразр. начальный	Гидроразр. конечный	0.168	0.168
Параметры			
Пористость, %	0		
Абразивность	0		
Азимут залегания пластов, град (по подошве)	0		
Угол залегания пластов, град (по подошве)	0		
Коэффициент Пуассона	0		

При вводе геологии часто встречается следующая

ситуация: данные скопированы с соседней скважины, и необходимо только поменять глубины залегания

Стратиграфия (14)										Нефтеносные пласты (7)	Газоносные пласты (0)	Водоносные пласты (0)	Поглощение бурового
Редактировать пласт										Удалить пласт	Добавить нефтеносный пласт	Добавить газоносный пласт	
Пласт										Давление, кг/см			
декс	От (верт.), м	До (верт.), м	Козф. каверноз.	Плотн., г/см ³	Твёрдость по штампу, кг/мм ²	Темп. в начале интервала, град С	Темп. в конце интервала, град С	Пласт. нач.	Пласт. конечн.	Гидроразр. нач.			
	0	125	1.3	2.2	20	5	6	0	9.25	0			
	125	144	1.2	2.2	20	6	7	9.25	10.656	20			

пластов. Глубины изменяются непосредственно на вкладке «Стратиграфия». При этом происходит перерасчет давлений по известным градиентам давлений.

Если начинать ввод продуктивного пласта с вкладки «Стратиграфия» (кнопки «Добавить нефтеносный пласт», «Добавить газоносный пласт», «Добавить водоносный пласт», «Добавить поглощение бурового раствора»), значения градиентов пластового давления и давления гидроразрыва для нового пласта принимаются равными соответствующим значениям активного стратиграфического пласта.

Важно! После ввода и редактирования данных необходимо нажать кнопку «Расчет».

2.3 Форма «Буровой раствор/Буровой насос».

При добавлении или редактировании бурового раствора можно воспользоваться справочником растворов. Загружаемые при этом реологические свойства растворов

Параметры бурового раствора	
Плотность, г/см ³	1.15
Пластич. вязкость, мПа*с	15
ДНС, Па	10

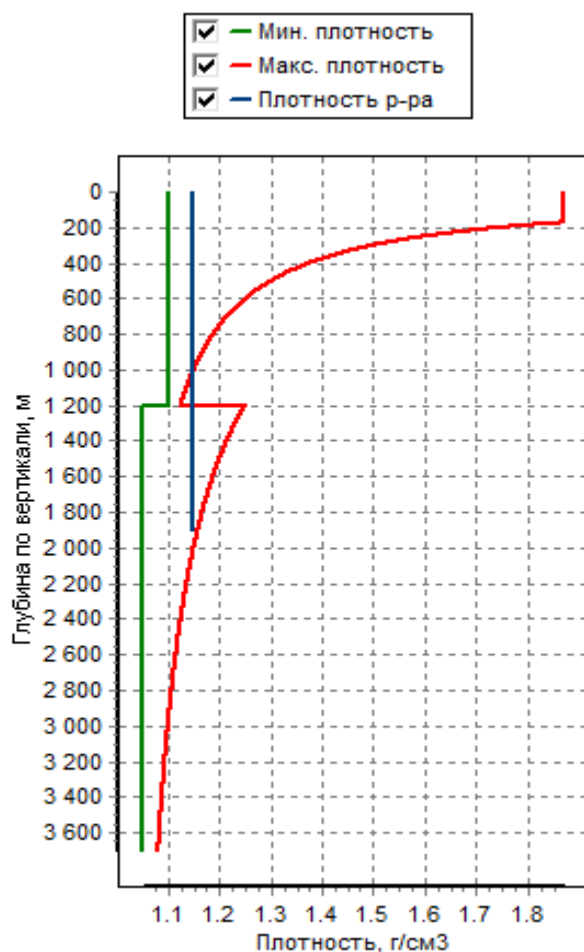
(плотность, пластическую вязкость, ДНС) можно поменять непосредственно на форме.

Для задания глубины применения раствора существуют следующие правила:

- начало применения раствора определяется как конец интервала применения предыдущего раствора;
- глубина раствора может устанавливаться по стволу, вертикали, до забоя;
- пересчет вертикальных глубин в ствольные и наоборот происходит автоматически по кнопке «Сохранить».

На форме отражается график введенной плотности раствора и предельных, рассчитанных с учетом п. 2.7.3.3 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Буровые насосы выбираются из справочника. В нижней части формы отражается расход и максимальное давление насоса для возможных диаметров поршня. В поле «Расход насоса, л/сек» можно пересчитать подачу насоса с учетом справочной нормы наполнения.



Буровой насос

Справочник буровых насосов

Наименование	НБТ-600-1
Количество насосов, шт	1
Количество цилиндров, шт	3
Число двойных ходов, 1/мин	145
Макс. число двойных ходов, 1/мин	150
Норма наполнения, %	85
Расход насоса, л/сек	23.66
Предельное давление, атм	183
Эффективная гидромощность, л.с.	441

Поршни / штоки

Добавить Удалить

Диаметр, мм	Расход, л/сек	Предельное давление, кгс/см²
120	21.1	245
130	24.9	212
140	28.8	183
150	33.1	158
160	37.5	140
170	42.6	123
180	47.7	111

2.4 Форма «Профиль».

На форме осуществляется ввод и редактирование точек профиля с использованием трех параметров: глубины по стволу, зенитного угла, азимута. В левой части профиль представлен в табличном виде, в правой - в виде горизонтальной и вертикальной проекций, и трехмерной траектории. «Быстрый ввод данных» служит для ввода и

	1	2	3
1	Глубина по	Зенитный угол, г	Азимутальный угол, град
2	0	0.00	0.00
3	10	0.33	269.58
4	20	0.12	239.58
5	30	0.12	187.58
6	40	0.13	200.58
7	50	0.15	169.58
8	60	0.17	155.58
9	70	0.17	137.58
10	80	0.38	48.58
11	90	0.42	1.58
12	100	2.72	326.58
13	110	4.33	322.58
14	120	6.23	322.58
15	130	7.53	321.58
16	140	9.00	321.58
17	150	10.15	318.58
18	160	10.98	312.58
19	170	11.25	308.58
20	180	11.33	307.58
21	190	11.42	306.58
22	200	11.53	306.58
23	210	11.63	306.58
24	220	11.73	307.58
25	230	11.80	307.58
26	240	11.88	307.58
27	250	11.88	307.58
28	260	11.83	307.58

Ввод инклинометрии

Столбец "А" - длина по стволу, м. Столбец "В" - угол, град. Столбец "С" - азимут, град.

Очистить Вставить из буфера Введите данные вручную или вставьте из Excel, Word и т.д.

	А	В	С
1	0	0	0
2	10	0.33	269.58
3	20	0.12	239.58
4	30	0.12	187.58
5	40	0.13	200.58
6	50	0.15	169.58
7	60	0.17	155.58
8	70	0.17	137.58
9	80	0.38	48.58
10	90	0.42	1.58
11	100	2.72	326.58
12	110	4.33	322.58
13	120	6.23	322.58
14	130	7.53	321.58
15	140	9	321.58
16	150	10.15	318.58
17	160	10.98	312.58
18	170	11.25	308.58
19	180	11.33	307.58
20	190	11.42	306.58
21	200	11.53	306.58
22	210	11.63	306.58

Сохранить Отмена

редактирования нескольких точек. Кроме того, в форму быстрого ввода легко вставить данные из буфера памяти компьютера, предварительно скопировав их, например из Excel или Word. При этом важно соблюдать последовательность столбцов: глубина по стволу, зенитный угол, азимут.

Важно! Для актуализации данных после ввода и редактирования необходимо воспользоваться кнопкой «Расчет».

2.4 Форма «Обсадная колонна».

Ввод конструкции обсадной колонны осуществляется в два этапа:

- Задание типа, глубины спуска, внешнего диаметра колонны и диаметра долота, которым ведется бурение под колонну.
- Задание секций, включая длину, тип соединения, толщину стенки, группу прочности.

Для задания глубины остановки обсадной колонны существуют следующие правила:

- глубина спуска колонны может устанавливаться по стволу, вертикали, до забоя;
- пересчет вертикальных глубин в ствольные и наоборот происходит автоматически.

При вводе колонны можно назначить одну секцию на всю длину, задав тип соединения, толщину стенки и группу прочности.

Редактирование обсадной колонны

Тип обсадной колонны: Эксплуатационная

☐ До забоя

Глубина спуска (ствол), м: 4000 Макс 5058

Глубина спуска (верт.), м: Макс 3634.83

Наружный диаметр, мм: 168.3

Диаметр долота, мм: 215.9

Цементирование: ☒ Одноступенчатое ☐ Двухступенчатое

Цем. стакан, м: 20

☒ Подобрать секцию

Тип соединения: БАТРН

Толщ. стенки, мм: 7.7

Группа прочности: К-55

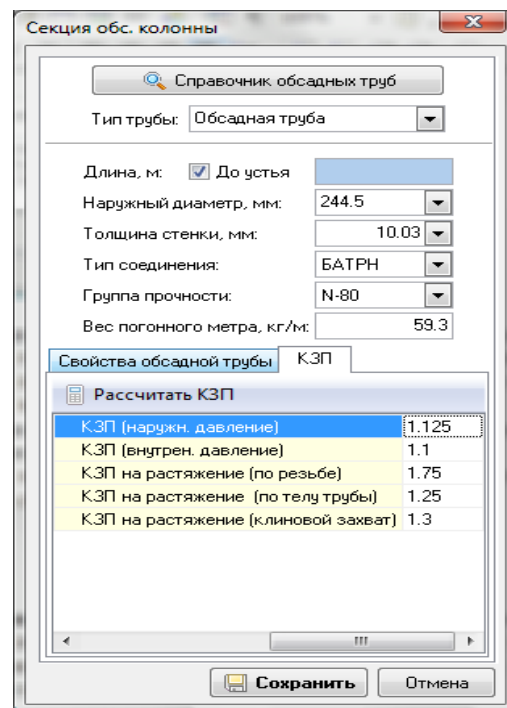
Сохранить Отмена

Секции обсадной колонны выбираются из справочника. Длина секции может задаваться или рассчитываться автоматически до устья. Нормативные коэффициенты запаса прочности для каждой секции рассчитываются по «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», 1997г. в зависимости от диаметра колонны и типа соединения.

Важно! Для расчета цементирования хвостовиков необходимо, чтобы колонна была доведена до устья. Осуществляется за счет секций БК или НКТ, на которых хвостовик спускается и через которые осуществляется цементирование.

Порядок спуска секций колонн можно менять стрелками  .

По умолчанию для колонны (если заданы две ступени цементирования – для каждой ступени) задаются параметры растворов, применяемых в процессе крепления скважины. В модуле «Проверка ОК на прочность» по составному столбу этих растворов рассчитываются внешние давления на момент окончания цементирования. Кроме того, эти данные являются исходными для расчетов в модуле «Цементирование».



КЗП	Значение
КЗП (наружн. давление)	1.125
КЗП (внутрен. давление)	1.1
КЗП на растяжение (по резьбе)	1.75
КЗП на растяжение (по телу трубы)	1.25
КЗП на растяжение (клиновой захват)	1.3

Состав обсадной колонны		Цементирование обсадной колонны	
Тип цементирования	Двухступенчатое	Ступень цементирования	
Цементный стакан, м	20	1	
Глубина муфты (ствол), м	700	2	

 Добавить раствор  Справочник растворов  Удалить раствор						
Тип раствора	Наименование раствора	От (ствол), м	До (ствол), м	Плотность, г/см3	Вязкость, мПа*с	ДНС, Па
Промывка	Глинистый полимерный Baroid	0	700	1.16	18	11
Буфер	Буфер	0	70	1	12	20
Цемент	ПТЦ-4-Г	0	700	1.85	20	25
Продавка	Глинистый естественный	0	700	1.12	11	11

2.4 Форма «Рейсы/КНБК/Бурильная колонна».

Под рейсом понимается интервал одинаковой буримости, для которого применяются одинаковая компоновка буровой колонны и режимные параметры бурения.

Добавить рейс Редактировать рейс Удалить рейс					
Сформировать рейсы по обсадным колоннам и буровым растворам					
Номер рейса	Глубина (ствол), м	Обсадная колонна	Диам. колонны, мм	Диам. долота, мм	Описание КНБК
1	До конца колонны	Кондуктор	244.5	269.9	
2	3000	Эксплуатационная	168.3	215.9	
3	До конца колонны	Эксплуатационная	168.3	215.9	Долото 215.9 С-ГНЧ
4	До конца колонны	Хвостовик	139.7	161	

В автоматизированном режиме рейсы формируются по кнопке «Сформировать рейсы по обсадным колоннам и буровым растворам» в зависимости от интервалов расположения обсадных колонн и применения буровых растворов.

В нижней части формы для каждого рейса задается состав бурильной колонны и компоновка низа бурильной колонны. Форма поэлементного ввода и редактирования компоновки позволяет работать с различными типами оборудования, при этом в нижней части формы отражаются свойства, присущие конкретному типу.

Элемент панели управления   позволяет менять очередность компонентов в конструкции колонны. Элемент  позволяет загрузить компоновку для текущего рейса из справочника. Элемент  позволяет сохранить компоновку текущего рейса в справочнике для дальнейшего использования.

В случае ввода (редактирования) бурильной трубы на форме ввода становятся доступными кнопки    для учета ее износа. Износ определяется согласно «Рекомендациям по эксплуатации и порядку разбраковки бурильных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса» 2000 г. При нажатии кнопок II или III толщина стенки бурильной трубы уменьшается согласно раздела 3.5. «Рекомендаций по эксплуатации и порядку разбраковки бурильных труб на предприятиях нефтегазодобывающего комплекса» 2000 г. При нажатии кнопок I толщина стенки восстанавливается до номинального размера. Изменения геометрии бурильной колонны учитываются в дальнейшем при расчетах несущей способности.

БК / КНБК

Справочник бурильных труб

Справочник элементов КНБК

Долота Двигатели

Тип элемента: БТ

Типоразмер: ПН 127х9

Тип: ТБПН

ГОСТ:

Длина, м: ☐ До устья 2210

Наружный диаметр, мм: 127

Внутренний диаметр, мм:

Толщина стенки, мм: 9.2

Износ бур. трубы (класс): I II III

Вес, кг / Вес 1 метра, кг/м: 32.88

Тип замкового соединения: ЗП-178-1

Группа прочности: д

Замк. соединение Группа прочн. БТ

Внутренний диаметр, мм	101.6
Наружный диаметр, мм	177.8
Макс. растяг. нагрузка, тс	468
Макс. крутящий момент, кгс*м	7338
Крутящий момент свинч., кгс*м	3826

Сохранить Отмена

3. СПРАВОЧНИКИ

При решении задач оптимального проектирования колонн обсадных труб, бурильных колонн, программы промывки алгоритм программы самостоятельно подбирает оборудование, применяемое в процессе бурения. Для того, чтобы оборудование участвовало в алгоритме автоматизированного подбора, необходимо отметить поле «Наличие» соответствующего справочника.

3.1 Растворы.

При вводе растворов указываются реологические свойства, которые участвуют в гидравлических расчетах. Кроме того, указывается в каком качестве может использоваться жидкость.

Наименование	Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа*с	ДНС, Па	Буровой раствор / Промывка / Продавка	Буфер	Гель-цемент	Цемент
FLO-PRO	1.08	12	18	☒	☐	☐	☐

3.2. Обсадные трубы.

Структура и состав данных об обсадных трубах соответствует «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», Москва, 1997г. Информация вводится в двух формах: «Типы соединений обсадных» и «Обсадные трубы».

3.3. Бурильные трубы.

Структура и состав данных о бурильных трубах соответствует «Инструкции по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин», Москва, 1997г. Форма «Типы бурильных труб» соответствует Приложению 1 «Обозначения труб, принятые в ИРБК». Форма «Группы прочности бурильных труб» соответствует Приложению 17 «Механические свойства материалов бурильных труб по ГОСТ Р 50278-92 / стандартам АНИ» и Приложению 18 «Механические свойства материалов бурильных труб по ГОСТ 631-75 (СБТ) и РД 39-013-90 (АБТ)». Форма «Группы прочности бурильных труб» соответствует Приложению 21 «Геометрические и прочностные характеристики бурильных замков по ГОСТ 5286-75» и Приложениям 23-25 «Допускаемые осевые растягивающие нагрузки и крутящие моменты для замковых соединений...».

3.4. Двигатели.

Справочник двигателя содержит сведения о турбобурах, турбобурах-отклонителях, винтовых двигателях.

Турбобур

Наличие	☐
Типоразмер	ТРШ-195
Наружный диаметр, мм	195
Минимальный диаметр долота, мм	212
Максимальный диаметр долота, мм	216
Длина, м	19.5
Вес, кг	3636
Перепад давл. на турбине в раб. реж.	57
Частота вращ. в реж. холостого хода	4.2
Момент силы на входном валу, кг*м	850
Мощность, КВт	59
КПД (не менее), %	90
Оптимальный расход, л/сек	30
Минимальный расход, л/сек	28
Максимальный расход, л/сек	34
Плотность бур. раствора, г/см ³	1.2
Давление на долоте	60
Диаметр резьбы к БК, мм	117
Диаметр резьбы к долоту, мм	147
Тип резьбы к БК	Н
Тип резьбы к долоту	М

Сохранить Отмена

При вводе характеристик двигателей следует руководствоваться следующим:

1. Справочная величина «Перепад давления на турбине в рабочем режиме» рассчитывается для «Оптимального расхода» (рабочего расхода) и «Плотности бурового раствора». В задаче расчета промывки скважины перепад давления на турбодвигателе пересчитывается с учетом реальных расходов и плотности бурового раствора.
2. В случае ввода новых двигателей в первоисточнике могут отсутствовать параметры «Оптимальный расход» (рабочий расход) и «Плотность бурового раствора». В этом случае расход можно определять как среднее арифметическое между минимальным и максимальным расходом, а плотность бурового раствора принимать равной 1.2 г/см³.

3.5. КНБК.

Справочник содержит «стандартные» наборы элементов КНБК, применяющиеся для бурения (проработки) определенных интервалов одинаковой буримости. Формируются «стандартные» КНБК в модуле ввода данных «Рейсы/КНБК/Бурильная колонна».

3.6. Каталог.

Каталог содержит номенклатуру месторождений, типов операций, элементов, материалов и других списков, используемых в программном комплексе, в том числе и в справочниках.

Например, для ввода

(редактирования) типов элементов, входящих в состав КНБК, необходимо выбрать категорию «Конструкция» и группу «КНБК».

Каталог			
Категория	Группа	Добавить значение Удалить значение	
Геология	Диаметр долота	Значение	
Конструкция	Диаметр обсадной колонны	ЗТС	
Месторождения	КНБК	Калибратор	
Обсадная колонна	Обсадная колонна	Клапан	
Соединение обсадной трубы	Элемент обсадной трубы	ЛБТ	
Тип элементов	Элементы КНБК	Отклонитель	
Углубление скважины		Переводник	
Цементирование		Расширитель	
		Стабилизатор	
		УБТ	
		Центратор	
		Яс гидрав.	

Для ввода (редактирования) диаметров долот, необходимо выбрать категорию «Конструкция» и группу «Диаметр долота».

4. ПРОФИЛЬ

4.1. Загрузка формы «Проектирование профиля/Анализ сближения стволов»

После вызова задачи из главной формы программного комплекса появляется форма, в левой верхней части которой находятся элементы «Инклинометрия», «Объекты бурения», «Анализ пересечений», «Проектирование профиля», «Отчет», вызывающие соответствующие формы.

4.2. Форма «Инклинометрия».

Загружается по умолчанию введенную ранее информацию о профиле. На вкладке «Табличные данные» приведены основные параметры, описывающие элементы профиля. В верхней части вкладок «Вертикальная проекция» и «Горизонтальная проекция» находятся поля «Глубина по вертикали», «Отклонение от устья (нарастающая)», «Смещение на север», «Смещение на восток», в которых отражается текущее положение курсора на рисунке. На вкладке «Вертикальная проекция» изображена развертка профиля скважины.

Иконки на вкладке «Трехмерный профиль» позволяют с использованием левой клавиши мышки производить следующие действия:



- выделяет на рисунке область и отображает ее на весь рисунок;



- вращение рисунка вокруг осей;



- перемещение рисунка по экрану;



- изменение масштаба рисунка;



- изменение глубины рисунка.

4.3. Форма «Объекты бурения».

Объект бурения задает точку или площадь, расположенную, как правило, в пределах

границ продуктивного

пласта, на которую должен

быть нацелен профиль.

Отход объекта от устья в горизонтальной плоскости задается с использованием локальных, глобальных или полярных координат. Отчет локальных и полярных координат ведется от устья скважины. Для начала отсчета

глобальных координат берется реперная точка, от которой задавались «Смещение устья с-ю» и «Смещение устья з-в» при вводе параметров скважины.

Параметры «Азимутальный угол входа в объект» и «Зенитный угол входа в объект» задаются, если известна ориентация траектории при входе в объект. По умолчанию они имеют нулевые значения.

Название		T2	
		Глубина по вертика, м	1800.00
Координаты объекта бурения			
☐ Локальные	Смещение на север, м	321.39	Смещение на восток, м 383.02
☒ Глобальные	Смещение на север, м	321.39	Смещение на восток, м 383.02
☐ Полярные	Смещение, м	500.00	Азимут, град 50.00
		Азимутальный угол входа в объект, град	60.00
		Зенитный угол входа в объект, град	90.00
		Радиус, м	40.00

4.4. Форма «Проектирование профиля».

На данной форме выполняются основные действия по проектированию и редактированию профиля скважин с использованием различных способов. Двухмерные профили скважин строятся как частные случаи трехмерных. Выбор способов осуществляется на вкладках в нижней части формы. В зависимости от сложности выбранного способа в таблице, описывающей траекторию, появляется один или несколько однородных участков. Исходные данные для расчета интервала остаются доступными для редактирования в таблице. При установке курсора на интервал в таблице в нижней части открывается вкладка соответствующего способа построения.

Кнопка  **Добавить** позволяет добавить строку снизу к построенному профилю, кнопка  **Вставить** - сверху от текущего положения курсора. Кнопки   позволяют отменить и вернуться к операции построения профиля. В поле «Тип участка» таблицы отражается способ построения интервала. Для перерасчета профиля после редактирования активных полей необходимо воспользоваться кнопкой  **Обновить расчет**.

Способ «Пространственная кривая».

Способ характерен для роторного бурения. Кривая не является плоской и находится на цилиндрической поверхности. Исходные данные задаются двумя составляющим интенсивности: по зениту и азимуту, и для этих значений строится пространственная кривая до достижения значения одного из параметров, заданного на форме:

- глубина по стволу;
- глубина по вертикали;
- зенит;
- азимут.

Способ «Плоская дуга на точку».

Способ характерен для турбинного бурения. Кривая является плоской, то есть располагается на поверхности шара. Исходные данные задаются интенсивностью искривления профиля и углом установки отклонителя. Для этих значений строится плоская кривая до достижения значения одного из параметров, заданного на форме:

- глубина по стволу;
- глубина по вертикали;
- зенит;
- азимут.

Кроме того, может быть задана цель, которую профиль должен достичь по плоской кривой. В этом случае интенсивность искривления профиля и угол установки отклонителя определяются автоматически.

Способ «Плоская дуга на направление».

Способ характерен для турбинного бурения. Кривая является плоской. Исходные данные задаются направлением касательной (азимутом и зенитным углом) к дуге в конечной точке. Для этих значений строится плоская кривая до достижения значения одного из параметров, заданного на форме:

- глубина по стволу;
- глубина по вертикали;

Или указывается интенсивность искривления, с которой должны быть достигнуты указанные азимут и зенитный угол.

Способ «Участок стабилизации».

Профиль продляется по направлению касательной в последней точке до заданной глубины по стволу или по вертикали.

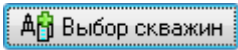
Способ «Дуга-Прямая -Дуга».

Расчетным путем подбирается участок профиля до цели, состоящий из трех интервалов: плоской дуги, прямой, плоской дуги. Цель задается путем выбора из имеющихся объектов бурения или заданием координат цели и направления профиля при входе в цель («Вектор на цель»: Зенитный угол и Азимутальный угол). Параметры участка задаются одним из трех способов:

- пространственная интенсивность каждой дуги;
- вертикальные глубины начала и окончания прямолинейного участка;
- длина прямолинейного участка (участка стабилизации).

4.5. Форма «Анализ пересечений».

На форме производится анализ сближения профиля текущей скважины с уже построенными и проектируемыми скважинами. Форма имеет три вкладки: «Табличные данные», «Диаграмма сближений», «Трехмерный профиль».

На первом шаге необходимо с помощью кнопки  вызвать интерфейс для выбора скважин, участвующих в анализе.

Выберите скважины для анализа пересечения стволов

Количество скважин: 6

Радиус охвата, м:

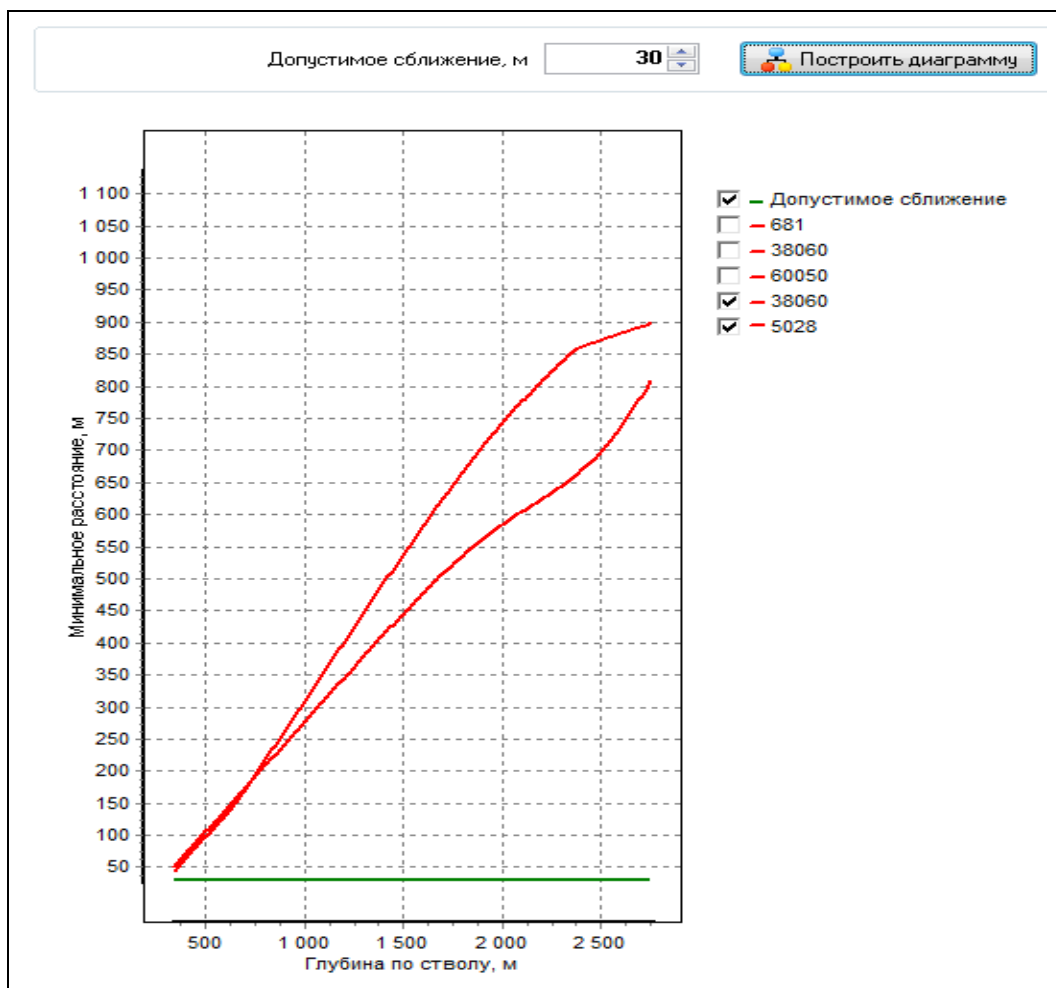
Информация о скважинах						Участие в анализе сближения	
Название куста	Название скважины	Название основного проектного ствола	Название основного фактического ствола	Наличие проектного профиля	Наличие факт. инклинометрии	Проектный профиль	Фактический профиль
11	5028	Ствол 5028 (план)	Ствол 5028 (факт)	☒	☒	☐	☒
2007	38060	Ствол 38060 (план)	Ствол 38060 (факт)	☒	☒	☐	☒
2007	60050	Ствол 60050 (план)	Ствол 60050 (факт)	☒	☒	☐	☒
2492	38060	Ствол 38060 (план)	Ствол 38060 (факт)	☒	☒	☐	☒
26	681	Ствол Новая скваж	Ствол Новая скваж	☒	☒	☐	☒

В таблице отражаются скважины доступные для анализа. В их числа попадают те, устья которых отстоят от устья анализируемой скважины не более, чем на величину, указанную в поле «Радиус охвата». В поле «Наличие проектного профиля» и в поле «Наличие фактической инклинометрии» отражается одноименных данных в базе данных. Для выделения проектной и фактической инклинометрии из множества других, принадлежащих скважине, стволу при вводе присваивается статус «основной». Выбор скважин для анализа имеет следующую последовательность:

1. Редактируется поле «Радиус охвата» (по умолчанию имеет значение 4000м). После нажатия на кнопку «Обновить» меняется список скважин, участвующих в анализе.
2. Назначениями в одном из полей «Участие в анализе сближения» выбирается, какая инклинометрия: проектная или фактическая, будет участвовать в анализе. Если ни в одном из полей не стоит галочка, скважина в анализе не участвует.
3. Кнопкой «Сохранить» фиксируется номенклатура скважин, участвующих в анализе.

После закрытия интерфейса для выбора скважин на вкладке «Табличные данные» появляются три таблицы. В верхней части экрана отображаются данные по отдельным точкам анализируемого ствола. При установке курсора на определенную точку в двух нижних таблицах для отображаются расстояния от этой точки до отображенных скважин в горизонтальной плоскости и минимальное в пространстве (в последнем столбце). В остальных столбцах приведены пространственные параметры точек отображенных скважин, от которых отсчитываются расстояния.

Вкладка «Диаграмма сближений» предназначена для отображения минимальных расстояний в графическом виде. По оси абсцисс (горизонтальной) откладываются стволовые глубины анализируемой скважины, начиная от точки, отмеченной на вкладке «Табличные данные», до забоя. По оси ординат (вертикальной) откладываются минимальные расстояния между скважинами. Допустимое сближение между скважинами задается в поле «Допустимое сближение» и отображается на диаграмме зеленой линией.



На вкладке «Трехмерный профиль» отражаются профили выбранных для анализа скважин. Отметками в поле «Минимальное сближение в плоскости» и в поле «Минимальное сближение в пространстве» можно вывести точки, отмеченные на вкладке «Табличные данные».

5. ОБСАДНАЯ КОЛОННА

5.1. Загрузка формы «Обсадная колонна»

В левой верхней части формы, загружающейся при вызове задачи, находится элемент «Обсадная колонна», в который выбирает колонну, для которой проводятся расчеты. Ниже находится пункты меню «Эпюры», «Параметры расчета», «Подбор секций», «Результаты расчета», которые вызывают соответствующие формы.

5.2. Форма «Параметры расчета».

Форма «Параметры расчета» загружается при инициализации задачи и служит для формирования исходных данных расчета. В средней части формы отражается:

- конструкция обсадной колонны;
- геология;
- буровой раствор;
- параметры цементирования обсадной колонны.

В нижней части формы выводятся редактируемые нормативные коэффициенты запасов прочности. Значения коэффициентов принимаются согласно «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», Москва, 1997г. В верхней части формы приведены редактируемые параметры, участвующие в расчетах нагрузок на обсадную колонну. Расчет внешних избыточных давлений производится как разность наружных и внутренних давлений или по составному столбу бурового и цементного растворов с учетом разгрузки (п. 2.16 «Инструкции по расчету обсадных колонн...»).

Параметры расчёта

Расчёт избыточных давлений

☒ По пластовому давлению

☐ По составному столбу

5.3. Подбор конструкции обсадной колонны.

По кнопке «Подбор секций» производится проектировочный расчет многосекционной обсадной колонны согласно раздела «Порядок выбора конструкций эксплуатационных обсадных колонн» «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин».

5.4. Форма «Эпюры»

На форме «Эпюры» результаты вычислений представлены в виде графиков. По кнопке «Расчеты» вычисляются эпюры наружных и внутренних давлений, на их основе эпюры наружных и внутренних избыточных давлений для различных этапов строительства и эксплуатации скважин. Сравнение избыточных давлений с нормативными позволяет построить эпюры коэффициентов запаса прочности. Растягивающая нагрузка в обсадной колонне на соответствующих эпюрах сравнивается с нормативной для растяжения в замках (по телу трубы) и для работы в клиновом захвате.

5.5. Форма «Результаты расчета»

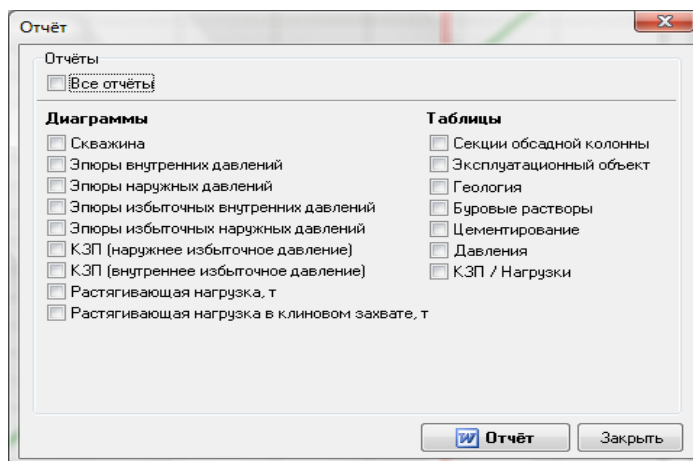
На форме «Результаты расчета» отражаются числовые значения эпюр давлений, а также нормативные и минимальные расчетные коэффициенты запаса прочности от всех нагрузок.

Давления	
Глубина (верт.) м	Давление, кг/см ²
+ Тип давления : Внутренние давления	
+ Тип давления : Избыточные внутренние давления	
+ Тип давления : Избыточные наружные давления	
+ Тип эпюры : Испытание снижением уровня	
0.00	0.00
1442.53	158.61
1500.00	164.93
1615.00	166.08
2025.00	170.18
3442.32	184.35
+ Тип эпюры : Конец цементирования	
+ Тип эпюры : Окончание эксплуатации	
+ Тип эпюры : Освоение	
+ Тип эпюры : При бурении под следующую колонну	
+ Тип давления : Наружные давления	

К.ЗП и растягивающие нагрузки									
Секция			К.ЗП (наруж. избыточное давление)		К.ЗП (внутр. избыточное давление)		Нагрузки, т		
Описание	Глубина от (ствол), м	Глубина до (ствол), м	Нормативный	Фактический	Нормативный	Фактический	Допустимая (растяжение)	Допустимая (клин. захват)	Фактическая (растяжение)
БАТРН 168.3х8.94 N-80	0.00	4860	1.20	0.84	1.10	4.46	136.73	93.80	173.50
									2.00

5.6. Форма «Отчеты».

Форма «отчеты» позволяет выбрать произвольную номенклатуру отчетов по исходным данным и результатам расчетов и вывести их в форме документа Word.



6. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ

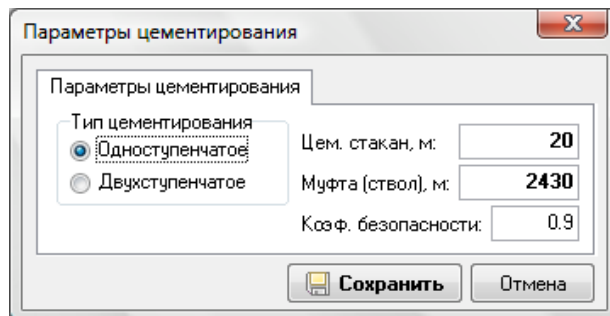
6.1. Загрузка формы «Цементирование»

В левой верхней части формы, загружающейся при вызове задачи, находится выпадающее меню «Обсадная колонна», в котором выбирают колонну, для которой проводятся расчеты. Ниже находится пункты меню «Параметры цементирования», «Скважина», «Растворы», «Анимация», «Отчет», «Результаты расчета», которые вызывают соответствующие формы.

6.2 Форма «Параметры цементирования».

Форма «Параметры расчета» служит для формирования исходных данных расчета для текущей обсадной колонны. Указывается количество ступеней для цементирования, глубина установки муфты для двухступенчатого цементирования, высота цементного стакана, нормативный коэффициент безопасности. Под коэффициентом безопасности понимается отношение максимального давления в произвольной точке открытого ствола скважины в процессе цементирования к давлению гидроразрыва в той же точке.

Если предполагается двухступенчатое цементирование, переход между ступенями осуществляется кнопками  и .



6.3 Форма «Скважина».

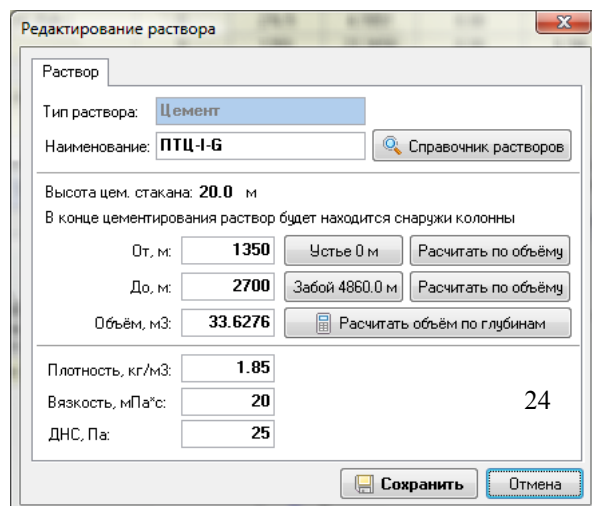
Отражаемая на форме информация формируется по ранее введенным исходным данным и носит иллюстративный характер. В верхней части отражается гидравлический канал, по которому проходят жидкости в процессе цементирования. Цветами выделены участки внутри обсадной трубы, открытый ствол, затрубье в предыдущей колонне. В нижней части отражаются характеристики секций текущей обсадной трубы.

Важно! В случае расчета цементирования хвостовиков необходимо, чтобы колонна была доведена до устья. Осуществляется это в форме ввода «Обсадная колонна» за счет секций БК или НКТ, на которых хвостовик спускается и через которые осуществляется цементирование.

Номер секции в порядке спуска	Тип элемента	Длина, м	Тип соединения	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Вес погонного метра, кг/м
1	Обсадная труба	970	ТС-II	102	9.19	C-95	14.3
2	БТ	До устья ?		88.9	8	Д	13.9

6.3 Форма «Растворы».

Форма загружается при инициализации задачи. В верхней части формы находится таблица для ввода и редактирования жидкостей, участвующих в процессе



цементирования. В нижней части формы находится таблица для формирования плана закладки.

Ввод и редактирование закачиваемых жидкостей.

Жидкости можно выбирать из справочников. Размер порций можно вводить в виде объема с последующим пересчетом на ствольные глубины или через интервал установки по стволу с последующим пересчетом на объемы.

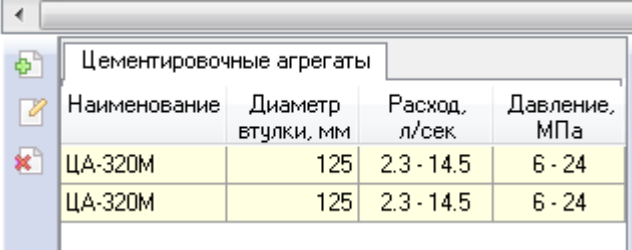
Рекомендации по вводу глубин и расчёту объёмов:

- Промывка: глубина «От» - 0 м, глубина «До» - глубина забоя, объём рассчитывается и всегда равняется объёму всей скважины (кнопка «Рассчитать по глубинам»).
- Буфер, второй буфер: глубина «От» - 0 м, объём вводится вручную, глубина «До» рассчитывается (кнопка «Рассчитать по объёму» напротив поля «До, м»).
- Гель-цемент, цемент: глубина «От» и «До» вводится вручную, объём рассчитывается (кнопка «Рассчитать по глубинам»). Для цемента к объёму автоматически добавляется объём цементного стакана (для первой ступени цементирования).
- Продавочный буфер: Глубина «До» - глубина забоя, объём вводится вручную, глубина «От» рассчитывает (кнопка «Рассчитать по объёму» напротив поля «От, м»). От объёма продавочного буфера автоматически отнимается объём цементного стакана. В случае использования продавочного буфера для продавки необходимо корректировать глубину «До».
- Продавка: глубина «От» - 0 м, глубина «До» - глубина забоя, объём рассчитывается (кнопка «Рассчитать по глубинам»).
- Для буфера, второго буфера и гель-цемента глубины «От» и «До» можно задать на любой момент времени, в который раствор полностью находится в затрубном пространстве. Конечное положение растворов определяется исходя из объёмов растворов, закачанных позже.

В таблице отражаются результаты ввода. Следует иметь в виду, что в поле «От» и в поле «До» отражаются глубины расположения продавочной жидкости, цемента и гель-цемента на момент окончания цементирования. Для остальных жидкостей эти значения относятся к другим, произвольным моментам времени. В поле «отклонение от расчетного объема» отражается разность объема интервала открытого ствола скважины и объема находящейся на этом интервале жидкости. Такая разность может образоваться, например, в результате следующих действий: задан цемент на интервале глубин, рассчитан его объем, после этого в результате изменения кавернзности поменялся объем скважины. Для устранения разности объемов необходимо в форме «Редактирование раствора» произвести пересчет объемов по глубинам или глубин по объемам. Можно также воспользоваться кнопкой «Рассчитать объемы растворов» и пересчитать объемы всех жидкостей в соответствии с интервалами их расположения.

Цементировочные агрегаты.

Для задания агрегатов для цементирования текущей обсадной колонны необходимо в форме, вызываемой по кнопке  выбрать агрегат и втулку. В таблице в столбцах «Расход» и «Давление» отражаются диапазоны значений для выбранной втулки. Конкретные значения скорости агрегата и расхода подбираются при формировании плана закладки.



Наименование	Диаметр втулки, мм	Расход, л/сек	Давление, МПа
ЦА-320М	125	2.3 - 14.5	6 - 24
ЦА-320М	125	2.3 - 14.5	6 - 24

Формирование плана закачки жидкостей.

План закачки формируется для всех жидкостей за исключением промывочной. Текущий план, отражаемый в таблице закачки относится к строке, выделенной в таблице жидкостей. При добавлении (редактировании) порции закачки объем порции можно задать следующими способами:

произвольный объем вручную

- По кнопке Max – будет задан нераспределенный на ранее введенные порции объем жидкости.
- По кнопке MAX – будет задан весь заданный при вводе объем жидкости.
- С использованием характеристик цементировочных агрегатов. В загружаемой по кнопке форме выбирается агрегат, втулка, скорость и двойным щелчком или кнопкой «Добавить расход» определяется расход, сумма которого отражается в поле «Суммарный расход».
- По кнопке «Проверить на гидроразрыв» производится сравнение давлений в открытом стволе и давления гидроразрыва на момент окончания закачки анализируемой порции.

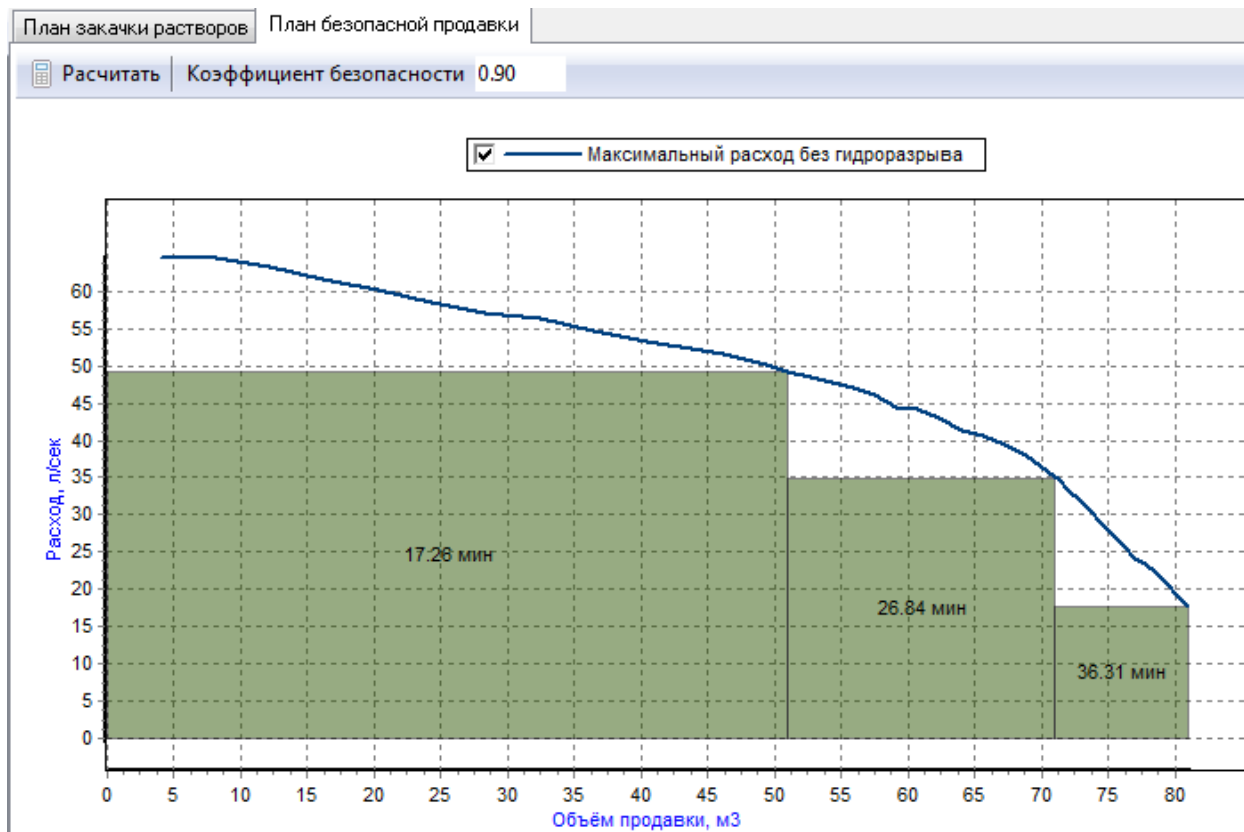
Отражение плана закачки.

Диаграмма в правой нижней части формы имеет две вкладки:

- План закачки растворов.
- План безопасной продавки.

План закачки растворов отражает сформированный план в координатах «Расход-Время».

План безопасной продавки предназначен для контроля правильности задания расходов продажной жидкости и имеет следующее содержание. Известно, что наиболее опасным с точки зрения гидроразрыва пласта в открытом стволе является окончание этапа закачки продажной жидкости, когда основной объем цемента находится в затрубье. Кривая на плане выделяет область расходов без гидроразрыва, скорректированная с учетом коэффициента безопасности. План закачки продажной жидкости не должен пересекать кривую. Для изменения последовательности порций закачки предназначены кнопки  .



План безопасной продавки.

На форме, вызываемой кнопкой «Расчитать план продавки», производится:

- Автоматизированное формирование плана безопасной продавки.
- Расчет расходов, обеспечивающих замещение буферной жидкости цементом на турбулентном режиме.

Под планом безопасной продавки понимается план заправки продавочной жидкости, обеспечивающий гидродинамические давления в стволе не более, чем давления гидроразрыва умноженные на коэффициент безопасности.

Для автоматического назначения расходов всем жидкостям, кроме продавочной, необходимо снять метку «Оставить план заправки растворов до продавки без изменений» и назначить один расход на все жидкости.

☒ Использовать цементировочные агрегаты для подбора расхода

☒ Оставить план заправки растворов до продавки без изменений

Расход при заправке растворов до продавки: 30 л/сек

Пауза после заправки цементного раствора: 5 мин

Продавка

- ☐ Одной порцией
- ☐ Двумя порциями
- ☒ Тремя порциями
- ☐ Четверью порциями

Объем первой порции: 50.9571 м3

Объем второй порции: 20 м3

Объем третьей порции: 10 м3

Объем четвертой порции: м3



Количество порций для продавки задается от одной до четырех. На каждую порцию, кроме первой, задается объем. Объем первой порции определяется автоматически.

По кнопке «Рассчитать план закачки» рассчитываются расходы, при которых максимальные гидродинамические давления для каждой порции отличаются от давления гидроразрыва на величину коэффициента безопасности и строится график безопасной продавки на вкладке «План безопасной продавки».

На вкладке «План закачки растворов» в графическом виде представлен полный план закачки растворов. Кроме того, приведен график рекомендуемых расходов жидкостей, обеспечивающий замещение буферной жидкости цементом на турбулентном режиме в открытом стволе. Начало графика соответствует выходу цемента в затрубье, конец - входу головной части цемента в предыдущую колонну или окончанию цементирования.

6.4. Расчет.

В ходе расчета производится детальное моделирование процесса цементирования. При установке метки «Ликвидировать отрыв» расчеты производятся из условий отсутствия отрыва, при этом определяется величина противодействия на выходе канала цементирования, необходимого для устранения отрыва.

6.5. Результаты расчетов.

Результаты моделирования представлены в виде графиков:

- Объемы растворов.
- Уровни растворов.
- Давление в открытом стволе.
- Закачанный объем.
- Коэффициент вытеснения.
- Давления.
- Расход.
- Скорости замещения.

Графики «Объемы растворов», «Уровни растворов», «Закачанный объем» строятся в зависимости от времени в секундах и минутах или от закачанного объема.

На графиках «Объемы растворов» и «Уровни растворов» по оси ординат снизу вверх откладывается канал, по которому проходит цементирование. Горизонтальная прямая на графике проводится на глубине забоя и отделяет участок в обсадной трубе от затрубья.

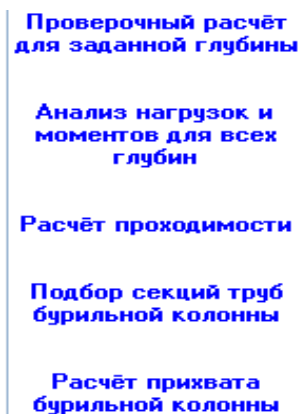


7. БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА

7.1. Загрузка формы «Бурильная колонна».

. Модуль построен на методической основе «Инструкции по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин», 1997г., (принята взамен РД 39-0147014-0002-89).

Задачи инженерных расчетов бурильной колонны в программном комплексе разделены на четыре группы. Вызов групп задач производится из меню, которое находится в левой части загружаемой формы.



Алгоритмы «Проверочных расчетов для заданной глубины» детально анализируют нагрузки, напряжения и запасы прочности для различных видов нагружения бурильной колонны, спущенной на заданную глубину.

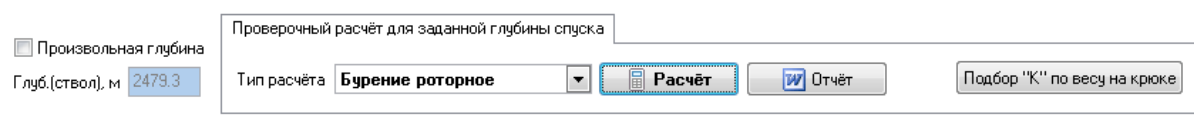
При «Анализе нагрузок и моментов для всех глубин» с заданным шагом проводятся расчеты нагружения колонны для подъема без вращения и роторного бурения и на основе этих вычислений строятся диаграммы нагрузок и запасов прочности для интервала глубин, относящегося к определенному рейсу.

В задачах «Расчета проходимости» проводятся расчеты спуска колонны с учетом жесткости колонны, анализируются силы сопротивления, возникающие при движении турбобура-отклонителя (кривого переводника) в искривленном стволе. На основании этих расчетов делаются выводы о возможности спуска колонны.

При «Расчете прихвата бурильной колонны» определяется место прихвата бурильной колонны и допустимые нагрузки на крюке и моменты на устье при трагивании колонны.

7.2 Форма «Проверочные расчеты для заданной глубины».

Форма загружается при инициализации задачи «Бурильная колонна». и служит для формирования исходных данных расчета. На форме находятся четыре вкладки: «Параметры расчета», «Результаты расчета» (эпюры), «Результаты расчета» (таблицы), «Отклонения». В верхней части формы находятся поля, в которых выбирается глубина низа бурильной колонны, тип расчета, а также кнопки, запускающие расчет и вызывающие форму для создания отчетов.



По умолчанию расчет производится для максимальной глубины рейса. Для расчета на произвольной глубине бурения необходимо установить галочку «Произвольная глубина» и ввести значение в поле «Глуб.(ствол)». Меню «Тип расчета» позволяет выбрать режим функционирования БК, включая:

- Подъем.
- Подъем с вращением.
- Спуск.
- Спуск с вращением.
- Вращение над забоем.
- Бурение турбинное.
- Бурение роторное.

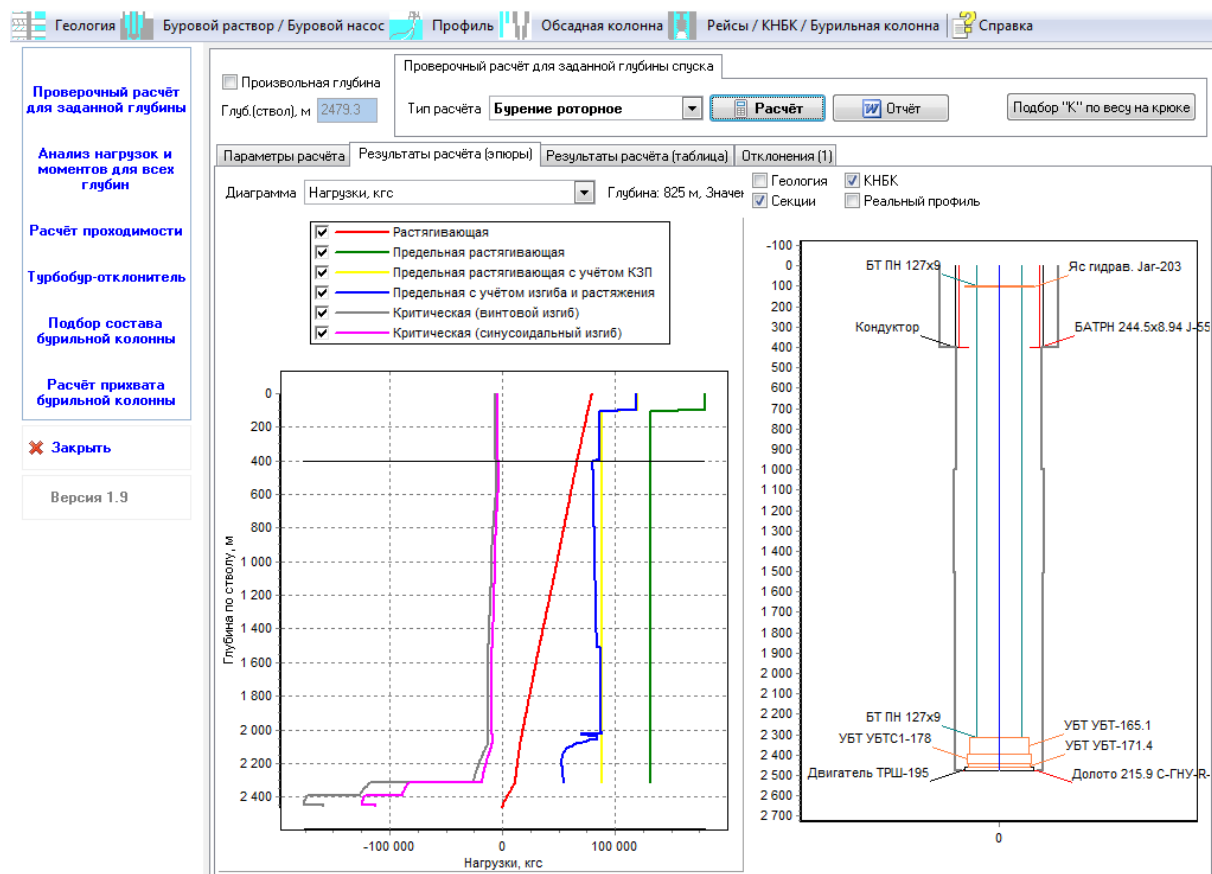
Вкладка «Параметры расчета» содержит три поля. В поле «Углубление скважины» производится выбор рейса (интервала глубин), для которого будут производиться

расчеты. В поле «Конструкция КНБК/Бурильной колонны» отражаются данные, которые вводятся и редактируются на форме ввода «Рейсы/КНБК/Бурильной колонны». В поле «Конструкция КНБК/Бурильной колонны» отражаются данные, которые вводятся и редактируются на форме ввода «Рейсы/КНБК/Бурильной колонны». В поле «Геология» отражаются данные, которые вводятся и редактируются на форме ввода «Геология». При расчетах буровой колонны данные геологии (коэффициенты кавернозности) необходимы для определения диаметров открытого ствола скважин. В поле «Параметры» часть данных формируется из ранее введенных, часть – принимается по умолчанию. Плотность бурового раствора соответствует введенной в форме «Буровой раствор/Буровой насос». Осевая нагрузка и момент на долоте вычисляются в зависимости от диаметра долота и твердости разбуриваемой породы. Скорость вращения долота, перепад давления бурового раствора на долоте, коэффициенты трения задаются по умолчанию. Коэффициент K (формулы 1 «Инструкции по расчету БК») учитывает влияние сил трения, сил сопротивления движению бурового раствора и сил инерции. Устанавливается по данным замеров в конкретных условиях бурения. При проектировочных расчетах ориентировочно можно принимать $K=1,15$).

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.04
Твёрдость породы, кг/мм ²	40
Осевая нагрузка, тс	5
Скорость вращения долота, об/мин	60
Перепад давления на долоте, атм	30
Момент на долоте, кгс*м	53
Шаг расчёта, м	10

Коэффициенты

Коэффициент трения в открытом стволе	0.3
Коэффициент трения в обсадной колонне	0.15
k (формула (1) "Инструкция по расчёту БК")	1.15



Вкладка «Результаты расчета» (эпюры) представляет результаты расчетов в виде графиков.

ДИАГРАММА НАГРУЗКИ.

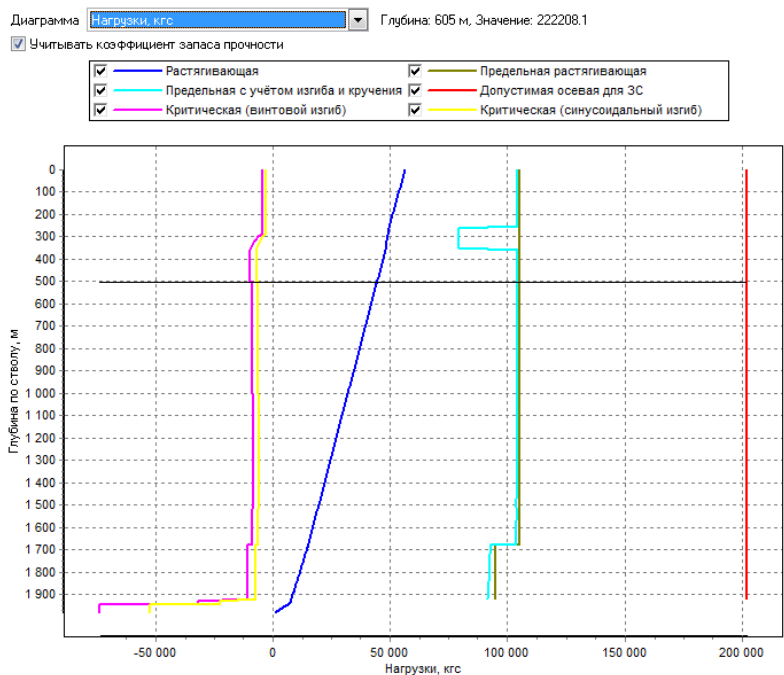
Растягивающая нагрузка – нагрузка действующая в определенном сечении колонны.

Предельная нагрузка –

предельная (соответствующая пределу текучести)

растягивающая нагрузка в сечении колонны. Значения нагрузок соответствуют приложениям 6-9 «Инструкции по расчету буровых колонн для нефтяных и газовых скважин».

Предельная с учетом изгиба и кручения – предельная (соответствующая пределу текучести) растягивающая нагрузка, рассчитанная с учетом того, что часть несущей способности трубы приходится на изгиб и кручение. Данный график демонстрирует предельно



возможную растягивающую нагрузку при текущих изгибных и крутящих нагрузках.

Если нагрузка в колонне достигает «предельной нагрузки» предела текучести достигают напряжения растяжения. Даже если нагрузка меньше «предельной нагрузки», напряжения в колонне могут превзойти предел текучести от дополнительного воздействия изгиба и кручения. Если нагрузка в колонне достигает «предельной с учетом изгиба и растяжения», то суммарные напряжения от растяжения, изгиба и кручения в теле трубы (вычисляются по формуле 47 «Инструкции по расчету буровых колонн для нефтяных и газовых скважин») достигнут предела текучести с учетом нормативного коэффициента запаса прочности. Таким образом, график «Предельная с учетом изгиба и растяжения» демонстрирует предельно возможный крутящий момент для каждого сечения БК при текущих растягивающих и изгибных нагрузках и является более объективным показателем при анализе нагружения колонны.

Допустимая осевая для ЗС - допускаемые осевые растягивающие нагрузки для замковых соединений. Значения нагрузок соответствуют приложениям 23-25 «Инструкции...».

Критическая (синусоидальный изгиб) - сжимающая (отрицательная) нагрузка, при которой колонна теряет устойчивость по синусоидальной линии (Баклин-эффект).

Критическая (винтовой изгиб) - сжимающая (отрицательная) нагрузка, при которой колонна теряет устойчивость по винтовой линии (Баклин-эффект).

Графики «Предельная нагрузка», «Предельная с учетом изгиба и растяжения», «Допустимая осевая для ЗС» формируются для двух значений коэффициента запаса прочности. Если флажок «Учитывать коэффициент запаса прочности» не установлен, значение коэффициента запаса прочности равно 1. Если флажок установлен, значение коэффициента запаса прочности принимает следующие значения:

- 1.4 - для подъема, спуска, бурения турбинного;
- 1.5 - для подъема и спуска с вращением, бурения роторного.

ДИАГРАММА МОМЕНТЫ.

Изгибающий момент – изгибающий момент, действующий в определенном сечении колонны. Рассчитывается согласно раздела 3 «Инструкции...».

Изгибающий момент – изгибающий момент, действующий в определенном сечении колонны. Рассчитывается согласно раздела 3 «Инструкции...».

Предельный крутящий момент - предельный (соответствующая пределу текучести) крутящий момент в сечении колонны. Значения моментов нагрузок соответствуют приложениям 6-9

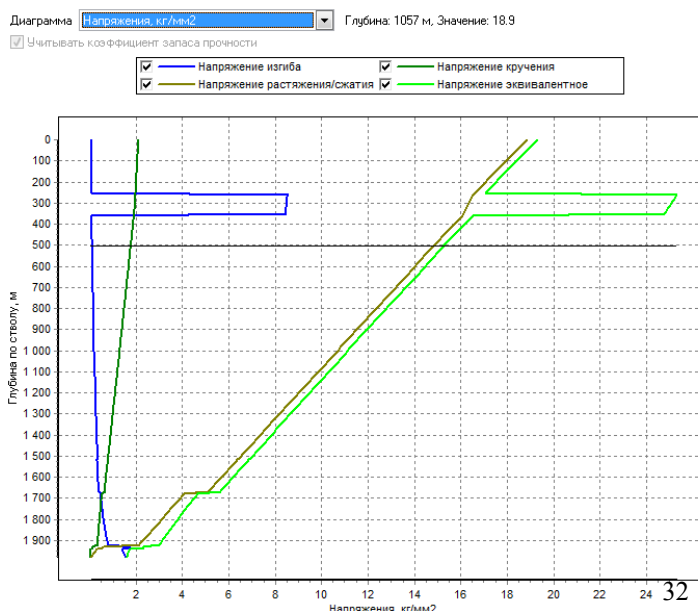
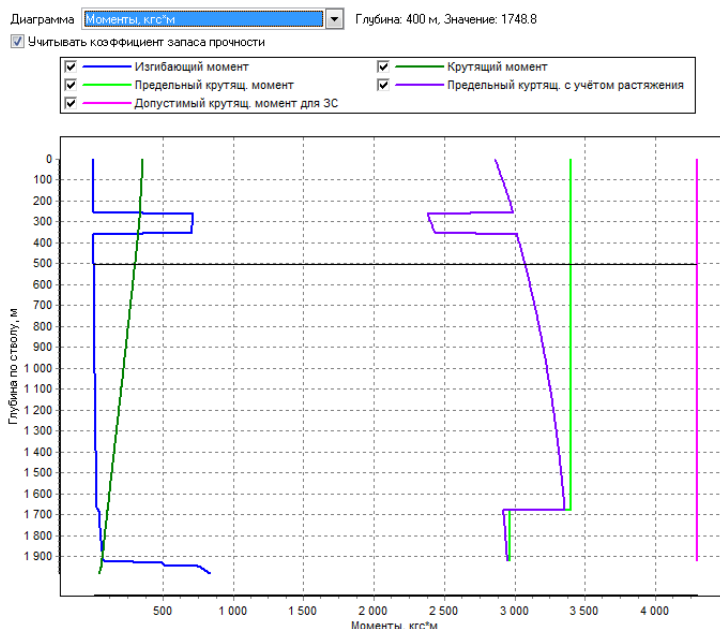
«Инструкции...».

Предельный крутящий момент с учетом изгиба и растяжения - предельный (соответствующая пределу текучести) крутящий момент, рассчитанная с учетом того, что часть несущей способности трубы приходится на изгиб и растяжение. Данный график демонстрирует предельно возможный крутящий момент для каждого сечения БК при текущих растягивающих и изгибных нагрузках.

Если нагрузка в колонне достигает «предельного крутящего момента», предела текучести достигают напряжения кручения. Даже если момент в сечении меньше «предельного крутящего момента», напряжения в колонне могут превзойти предел текучести от дополнительного воздействия изгиба и растяжения. Если нагрузка в колонне достигает «Предельного крутящего момента с учетом изгиба и растяжения», предела текучести достигают эквивалентные напряжения, рассчитанные по формуле 47 «Инструкции...» и учитывающие совместное действие нагрузок растяжения, изгиба и кручения. Таким образом, график «Предельная с учетом изгиба и растяжения» демонстрирует предельно возможный крутящий момент для каждого сечения БК при текущих растягивающих и изгибных нагрузках и является более объективным показателем при анализе нагружения колонны.

Допустимый крутящ. момент для ЗС - допускаемые крутящие моменты для замковых соединений. Значения нагрузок соответствуют приложениям 23-25 «Инструкции...».

Графики «Предельный крутящий момент», «Предельный крутящий момент с учетом изгиба и растяжения», «Допустимый крутящ. момент для ЗС» формируются для двух значений коэффициента запаса прочности. Если флажок «Учитывать коэффициент запаса прочности» не установлен, значение



коэффициента запаса прочности равно 1. Если флажок установлен, значение коэффициента запаса прочности принимает следующие значения:

- 1.4 - для подъема, спуска, бурения турбинного;
- 1.5 - для подъема и спуска с вращением, бурения роторного.

ДИАГРАММА НАПРЯЖЕНИЯ.

Напряжение растяжения/сжатия – напряжение, рассчитанное по формуле 2 «Инструкции...».

Напряжение изгиба – напряжение, рассчитанное по формуле 28 «Инструкции...».

Напряжение кручения – напряжение, рассчитанное по формуле 25 «Инструкции...».

Напряжение эквивалентное – напряжение, учитывающие совместное действие напряжений растяжения, изгиба и кручения и рассчитанное по формуле 47 «Инструкции...».

Эпюра «Напряжения изгиба/кручения» отражает напряжения от нагрузок изгиба в искривленном стволе и при потере БК прямолинейной формы устойчивости в результате вращения растяжения (сжатия), а также касательные напряжения при вращении ротором или от реактивного момента забойного двигателя.

ДИАГРАММА КОЭФФИЦИЕНТЫ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ.

КЗ по статич. прочности (факт.)

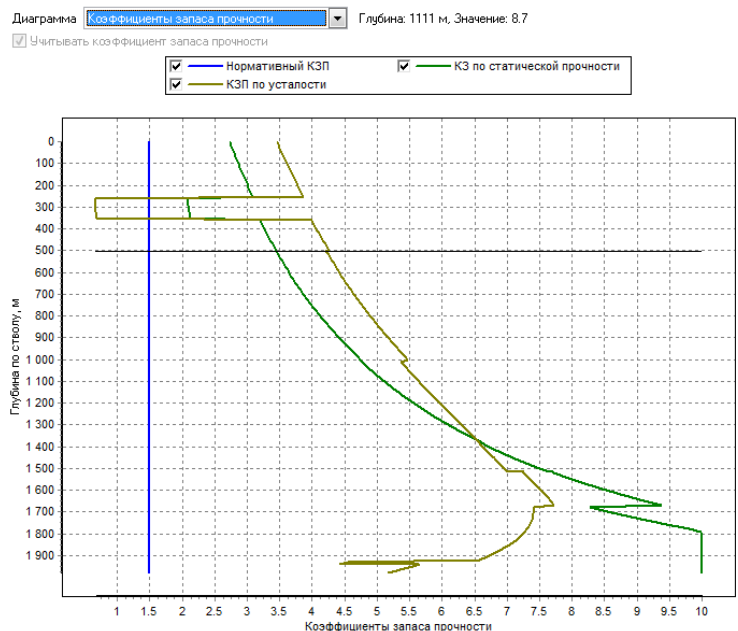
– рассчитывается соответствии с разделом 4 «Инструкции...» по эквивалентным напряжениям.

КЗП по усталости (факт.) – рассчитывается соответствии с п. 4.3 «Инструкции...».

КЗП нормативный – принят в соответствии с п.4.2 «Инструкции...» и составляет:

- 1.4 - для подъема, спуска, бурения турбинного;
- 1.5 - для подъема и спуска с вращением, бурения роторного.

Для расчетов по усталости КЗП согласно п.4.3 «Инструкции...» принимается равным 1.5.



Вкладка «Результаты расчета» (таблица) представляет результаты расчетов в табличном виде. Для каждой секции бурильной колонны приводятся напряжения, КЗП, наличие потери устойчивости. Если КЗП ниже нормативного, значение подкрашивается красным цветом.

Элемент КНБ / БК				Баклин эфф.	Макс. моменты, кгс*м		Максимальные напряжения, кг/мм2					Минимальные коэф. запаса прочности			
№ элем.	Описание	Глубина по стволу (верх), м	Нагрузка (верх), кгс	Вес / Вес 1 м, кг	Потеря устойчив.	Крутящ.	Изгибающ.	Растяжение	Изгиб	Кручение	Эквивалент.	По статич. прочн. (факт)	По статич. прочн. (норм.)	По усталости (факт)	По усталости (норм.)
1	Долото 215,9 ТЗ-ГН-Р15	0.0	0	45.0	Отсутствует										
2	Двигатель Д5-195	0.0	0	982.0	Отсутствует										
3	УБТ УБТС-1-178	1943.3	6150	156.0	Отсутствует										
4	УБТ УБТС-146	1931.3	7233	97.0	Отсутствует										
5	БТ ТВВ 127x10	1681.3	14700	32.1	Отсутствует	115.3	85.7	4.00	0.86	0.57	4.60	10.00	1.50	5.64	1.50
6	БТ ТВВ 127x9	0.0	60339	29.5	Отсутствует	366.3	776.4	18.09	8.44	1.95	24.44	2.88	1.50	0.62	1.50

Вкладка «Отклонения» отражает интервалы БК, на которых ниже допустимых значения КЗП по статической прочности, по усталости, больше допустимых значений нагрузки и моменты на замках или происходит потеря устойчивости БК

Нагрузки		Отклонения		
Бурильная труба	Замковое соединение	От (ствол), м	До (ствол), м	
БТ ПН 89х9	ЗП-121-68	0	1889	Коэффициент запаса по статической прочности меньше нормативного
БТ ПН 89х9	ЗП-121-68	0	1169	Осевые растягивающие нагрузки и крутящие моменты для замковых соединений больше допустимых

Форма «Отчеты» вызывается по кнопке . На форме можно выбрать произвольную номенклатуру отчетов по исходным данным и результатам расчетов и вывести их в форме документа Word.

В случае оперативных расчетов буровой колонны согласно «Инструкции по расчету БК» производится корректировка коэффициента К по данным замеров в конкретных условиях бурения. Откорректированный коэффициент используется в расчетах буровой колонны при дальнейшем углублении и при расчете спуска обсадной колонны. Кнопка «Подбор К по весу на крюке» активируется после проведения расчетов спуска или подъема колонны. На появляющейся форме необходимо ввести фактический вес на крюке. При нажатии Enter будет рассчитан К, обеспечивающий соответствие расчетных и фактических значений веса на крюке. Значение К можно сохранить для текущих расчетов.

Отчёты

☐ Все отчёты

Диаграммы

☐ Скважина

☐ Нагрузки, кгс

☐ Напряжение растяжение/сжатия, кг/мм²

☐ Напряжение изгиба/кручения, кг/мм²

☐ Моменты, кгс*м

☐ Коэф. запаса по статич. прочности

☐ Коэф. запаса прочности по усталости

☐ Зенитный угол, град

Таблицы

☐ Параметры расчёта

☐ Конструкция КНЕК/БК

☐ Скважина / Открытый ствол

☐ Результаты расчёта

☐ Отклонения

Подбор "К" по весу на кр...

Параметры

Тип расчёта: **Бурение роторное**

Вес на крюке при k = 1.15, тс: **79.02**

Фактический вес на крюке, тс: **87**

Рассчитанное значение "К": **1.27**

 **Сохранить "К"**  **Отмена**

7.3 Форма «Анализ нагрузок и моментов для всех глубин».

При «Анализе нагрузок и моментов для всех глубин» с заданным шагом проводятся расчеты нагружения колонны для подъема без вращения и роторного бурения и на основе этих вычислений строятся диаграммы нагрузок и запасов прочности для интервала глубин, относящегося к определенному рейсу.

На форме находятся две вкладки: «Параметры расчета» и «Результаты расчета». вкладки: «Параметры расчета». Данные вкладки «Параметры расчета» на формах «Анализ нагрузок и моментов для всех глубин» и «Проверочные расчеты для заданной глубины» совпадают. В верхней части формы находятся поля в которых выбирается глубина низа буровой колонны, находятся кнопки, запускающие расчет и вызывающие отчетные формы.

Анализ нагрузок и моментов для всех глубин

☒ Произвольная глубина

Глуб.(ствол), м

☒ Учитывать изгиб и растяжение колонны

Шаг расчёта, м:

☒ Рассчитывать момент на долоте по твёрдости пород

 **Расчёт**  **Прервать**  **Отчёт**

По умолчанию расчет производится для максимальной глубины рейса. Для расчета на произвольной глубине бурения необходимо установить галочку «Произвольная

глубина» и ввести значение в поле «Глуб.(ствол)». Расчеты производятся с шагом, указанным в поле «Шаг расчета» для следующих интервалов глубин:

- при подъеме колонны - от устья до значения поля «Глуб.(ствол)»;
- при роторном бурении - от низа предшествующей обсадной колонны - до значения поля «Глуб.(ствол)».

На вкладке «Результаты расчета» представлены результаты расчетов в виде графиков.

1. Эпюры «Нагрузки на крюке». На эпюре приведены зависимости нагрузок на крюке от глубины спуска колонны при подъеме без вращения и роторном бурении. Кроме того приведены зависимости допустимых нагрузок на крюке от глубины спуска колонны при подъеме без вращения и роторном бурении. Допустимая нагрузка для каждой глубины определяется по двум алгоритмам:

- Поле «Учитывать изгиб и растяжение колонны» не активизировано. В качестве допустимой растягивающей нагрузки принимается предельная (соответствующие пределу текучести) растягивающая нагрузка, уменьшенная на значение коэффициента запаса прочности. При превышении нагрузки на крюке значения, указанного на эпюре, коэффициент запаса прочности по растягивающей нагрузке в одном из сечений БК становятся меньше нормативного.
- Поле «Учитывать изгиб и растяжение колонны» активизировано. Расчет производится с учетом нагрузок изгиба и кручения и значения нормативного коэффициента запаса прочности (1.5). На эпюре для каждой глубины спуска колонны указана нагрузка, при которой максимальные по телу бурильной колонны эквивалентные (вычисленные с учетом растяжения, изгиба и кручения) напряжения отличаются от предела текучести на величину нормативного коэффициента запаса прочности. При превышении нагрузки на крюке значения, указанного на эпюре, коэффициент запаса прочности в одном из сечений БК становятся меньше нормативного.

2. Эпюры «Моменты». На эпюрах приведены зависимости моментов на устье от глубины спуска колонны при вращении над забоем и роторном бурении. Момент на долоте для данных упор вычисляется одним из двух способов:

- Поле «Рассчитывать момент на долоте по твердости пород» не активизировано. Момент на долоте принимается равным значению, заданному на вкладке «Параметры расчета».
- Поле «Рассчитывать момент на долоте по твердости пород» активизировано. Значение момента на долоте рассчитывается с учетом твердости стратиграфических пластов, заданной в исходных данных по геологии.

На эпюрах также приведены зависимости допустимых моментов на устье от глубины спуска колонны при вращении над забоем и роторном бурении. Допустимый момент для каждой глубины определяется по одному из двух алгоритмов:

- Поле «Учитывать изгиб и растяжение колонны» не активизировано. В качестве допустимого момента принимается предельный (соответствующий пределу текучести) крутящий момент нагрузка, уменьшенный на значение коэффициента запаса прочности. При превышении момента на устье значения, указанного на эпюре, коэффициент запаса прочности по крутящему моменту в одном из сечений БК становятся меньше нормативного.
- Поле «Учитывать изгиб и растяжение колонны» активизировано. Расчет производится с учетом нагрузок изгиба и осевого растяжения и значения нормативного коэффициента запаса прочности (1.5). На эпюре для каждой глубины спуска колонны указана момент на устье, при которой максимальные по телу бурильной колонны эквивалентные (вычисленные с учетом растяжения, изгиба и кручения) напряжения отличаются от предела текучести на величину

нормативного коэффициента запаса прочности. При превышении момент на устье значения, указанного на эпюре, коэффициент запаса прочности в одном из сечений БК становятся меньше нормативного.

3. Эпюры «Минимальные КЗП». В качестве значений графиков для глубин спуска колонны с заданным шагом вычисляются минимальные по длине колонны значения КЗП.

Важно!

1. Компоновка бурильной колонны удовлетворяет условиям прочности в определенном рейсе (интервале глубин), если на эпюре «Минимальные КЗП» значения запасов по статической и усталостной прочности превышают нормативные.

2. Если при подъеме БК или роторном бурении производится замер нагрузки на крюке, ее значение на эпюре «Нагрузки на крюке» не должно превышать допустимые. Если при роторном бурении или вращении над забоем производится замер момента на устье, его значение на эпюре «Моменты» не должно превышать допустимые.

Замечание. Соотношение данных форм «Проверочные расчеты для заданной глубины» и «Анализе нагрузок и моментов для всех глубин». Поскольку на данных формах проводятся идентичные по смыслу и алгоритмам расчеты, их результаты соотносятся следующим образом:

1. Значение нагрузки на крюке эпюр «Нагрузки на крюке» формы «Анализ нагрузок и моментов для всех глубин» соответствует значениям растягивающей нагрузки на устье формы «Проверочные расчеты для заданной глубины» для случаев подъема без вращения и роторного бурения..

2. Значение моментов на устье эпюр «Моменты» формы «Анализ нагрузок и моментов для всех глубин» соответствует значениям крутящего момента на устье формы «Проверочные расчеты для заданной глубины» для случаев вращения над забоем и роторного бурения.

7.4. Форма «Подбор состава бурильной колонны».

По кнопке «Подбор БК» производится проектировочный расчет многосекционной бурильной колонны согласно раздела 7 «Инструкции по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин».

7.5. Спуск обсадной колонны на бурильных трубах.

Задача расчета спуска обсадной колонны на бурильных трубах требует составить конструкцию, низ которой состоит из обсадных труб, а верхняя часть из секций бурильных колонн.

Такая составная колонна формируется на форме ввода исходных данных «Рейсы/КНБК/Бурильная колонна». Рекомендуется ввести новый, дополнительный «рейс». Например, для спуска хвостовика вводится дополнительный рейс обсадная колонна – хвостовик. Для него вводится конструкция – первая секция хвостовик, вторая (остальные) секции обсадная труба. Для автоматического выбора в качестве первой секции соответствующей обсадной колонны, необходимо на форме ввода секций нажать кнопку «>».

 Справочник бурильных труб	
 Справочник элементов КНБК	
 Долота	 Двигатели
Тип элемента:	Обсадная труба ▼
Типоразмер:	
Тип:	БАТРН

Рейсы КНБК

Добавить рейс Редактировать рейс Удалить рейс

Сформировать рейсы по обсадным колоннам и буровым растворам

Номер рейса	Глубина (ствол), м	Обсадная колонна	Диам. колонны, мм	Диам. долота, мм	Описание КНБК
1	До конца колонны	Кондуктор	244.5	269.9	
2	До конца колонны	Эксплуатационная	168.3	215.9	Долото 215.9 С-ГНУ-Р-106 (0.3) + УБТ УБТ-171.4 (1)
3	До конца колонны	Хвостовик	139.7	161	Обсадная труба (400) + БТ ТБПН 89х8 (До устья)
4	До конца колонны	Хвостовик	139.7	161	Долото Ш139.7 С-ЦВ (0.23) + Двигатель ДР-120 (6)

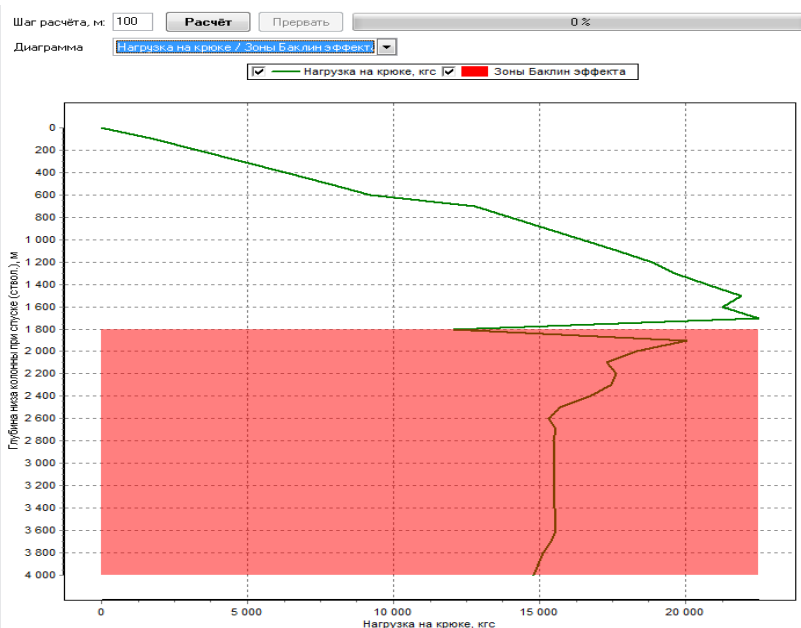
Состав КНБК / Буровой колонны

Добавить элемент Редактировать элемент Удалить элемент

№ элем.	Описание	Тип	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Вес / Вес 1 м, кг	Замковое соединение	Группа прочности
1	Обсадная труба	БАТРН	400	139	123	0	25.2		
2	БТ ТБПН 89х8	ТБПН	До устья	88.9		8	18.5	ЭП-105-54	Л

7.6. Форма «Расчет проходимости».

При расчете спуска по методике «Инструкции по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин» применяется моделирование, в качестве модели бурильной колонны используется «тяжелая нить». Для более качественного анализа проходимости спускаемой бурильной колонны необходимо дополнительно учитывать два фактора. Во-первых, компоновка бурильной трубы обладает изгибной жесткостью, поэтому на участках интенсивного искривления необходимо учитывать дополнительные прижимные силы и силы трения. Во-вторых, спуск турбобура-отклонителя или компоновки с кривым переводником по обсаженному искривленному стволу создает дополнительные прижимные усилия, и изгибные напряжения в компоновке, которые могут превзойти допустимые.



Анализ спуска колонны с учетом изгибной жесткости производится на форме «Расчет проходимости».

Анализ спуска колонны с учетом сил сопротивления движению, создаваемых турбобуром-отклонителем или компоновкой с кривым переводником, производится на форме «Турбобур-отклонитель».

Расчет производится для множества положений низа (долота) спускаемой бурильной колонны. Положения определяются следующим образом. Конечная точка расчета – полная глубина спуска колонны или заданная глубина в случае, если отмечено поле

☐ Произвольная глубина

Начальная точка – устье скважины. Шаг, на который сдвигается башмак колонны при каждом последующем расчете, задается в поле

Шаг расчёта, м: 10

Результаты расчетов приведены на графиках, выбираемых в выпадающем меню Диаграмма **Нагрузка на крюке / Зоны Баклин-эффекта**. Графики нагрузок на крюке отличаются учетом сопротивления движению от изгибной жесткости труб. Диаграмма «Нагрузка на крюке/зоны Баклин-эффекта» является главной. По ней можно судить о

возможности спуска буровой колонны. На диаграмме приведена зависимость нагрузки на крюке от глубины спуска колонны. Глубины спуска, на которых колонна имеет участки потери устойчивости, на диаграмме помечены красным цветом. График «Прижимающая (изгибная жесткость)» отражает силы, которые возникают за счет изгиба трубы и прижимают колонну к стволу скважины, увеличивая тем самым силы трения.

Важно!

Если при спуске колонны нагрузка на крюке меньше нуля (диаграмма «Нагрузка на крюке/зоны Баклин-эффекта»), силы, противодействующие движению колонны в скважину, превышают силы веса колонны,двигающие колонну. Спуск колонны невозможен.

Возникновение Баклин-эффекта (винтового изгиба) само по себе не означает нарушения условий прочности или невозможности спуска колонны. Существует достаточное количество успешно выполненных в таких условиях проектов. Но при этом существует большая вероятность заклинивания буровой колонны, спуск в таких условиях не рекомендуется.

На эпюре «Нагрузки в конце интервала» приведено распределение растягивающей (сжимающей) нагрузки по длине БК. Низ колонны находится на глубине, приведенной в поле Глуб.(ствол). . Также приведены ограничения по нагрузке, которые необходимо выдерживать. Подробно отдельные графики описаны на форме «Проверочные расчеты».

Рекомендуется следующий алгоритм анализа процесса спуска буровой колонны:

1. На диаграмме «Нагрузка на крюке/зоны Баклин эффекта» отмечаются глубины, с отрицательной нагрузкой на крюке или Баклин-эффектом.
2. Задав эти глубины в поле Глуб.(ствол). , проводится детальный анализ нагружения колонны на эпюре «Нагрузки в конце интервала».

7.7. Форма «Турбобур-отклонитель».

Расчеты и результаты расчетов на форме «Турбобур-отклонитель» в соответствии с формой «Расчет проходимости». Отличие составляет расчет прижимной силы и силы сопротивления движению турбобура-отклонителя или компоновки с кривым переводником и учет этих сил при оценке возможностей спуска колонны. Исходные данные по компоновке вводятся в отдельном интерфейсе. Значения D и d по умолчанию берутся из ранее введенной компоновки. Если применяется кривой переводник, значение L2 принимается равным 0.

На форме помимо анализа проходимости буровой колонны проводится оценка прочности изогнутой конструкции. Результаты приводятся на диаграмме «Коэффициент запаса прочности турбобура».

7.8. Форма «Расчет прихвата».

В модуле реализованы две методики, связанные с прихватом буровой колонны: определение неприхваченной части буровой колонны и определение допустимых нагрузок растяжения и кручения при страгивании буровой колонны.

1. Исходными данными для задачи определения неприхваченной части буровой колонны являются: конструкция выбранной в меню буровой колонны, плотность бурового раствора, влияющая на Архимедову силу, разность нагрузок при замерах и

Расчёт глубины прихвата

Текущая глубина (ствол), м:	4000.0
Разность нагрузок при замерах, тс:	10
Удлинение колонны, см:	15
Расчётная глубина прихвата (ствол), м:	776.9

Расчёт допустимых нагрузок при страгивании БК

Коэффициент запаса прочности:	1.5
При растягивающей нагрузке	10.5 тс
Допустимый вращающий момент, тс/м:	1.24
Допустимое количество оборотов БК:	5.12
При вращающем моменте	1 тс/м
Допустимая нагрузка, тс:	36.8
Количество оборотов БК:	4.13 38
При закручивании БК на	3 об.
Допустимая нагрузка, тс:	49.3
Вращающий момент, тс/м:	0.73

удлинение колонны, образовавшейся при приложении дополнительной нагрузки. Расчет производится автоматически при изменении значений в одном из полей: «Разность нагрузок при замерах» и «Удлинение колонны» и переводе курсора на другое поле. Результат расчета отражается в поле «Расчетная глубина прихвата».

2. Расчет допустимых нагрузок на страгивание производится из условий соблюдения статической прочности колонны с учетом коэффициента запаса прочности при совместном действии напряжений растяжения и кручения. В качестве общих исходных данных используются конструкция выбранной в меню бурильной колонны, плотность бурового раствора, расчетная глубина прихвата колонны. Алгоритм решения задачи построен таким образом, что можно определить допустимый вращающий момент (количество оборотов при закручивании колонны) при известной растягивающей нагрузке или растягивающую нагрузку при известном моменте (количество оборотов закручивания колонны).

8. ГИДРАВЛИКА ПРОМЫВКИ

8.1. Загрузка формы «Гидравлика промывки».

В левой верхней части формы, появляющейся при вызове задачи, находится элемент «Рейсы КНБК», в котором выбирается интервал глубин, для которого проводятся расчеты. Ниже находятся пункты меню «Скважина», «Параметры расчета», «Результаты расчета», которые вызывают соответствующие формы.

По умолчанию расчет проводится для конца интервала. Если необходимо провести расчет для произвольной глубины интервала, необходимо отметить флажок «Произвольная глубина» и ввести значение ствольной глубины.

Рейсы КНБК	
№ рейса	Глубина, м
Эксплуатационная	
1	1932
Хвостовик	
2	2588.41

8.2 Форма «Скважина».

На форме «Скважина» данные не редактируются, она служит для отражения в табличном и графическом виде основных сведений по конструкции скважины, БК, КНБК.

Скважина
Параметры расчёта

Расчёт

☐ Произвольная глубина

Глуб.(ствол), м 1932.0

Отчёт

8.3 Форма «Параметры расчета».

Форма «Параметры расчета» загружается при инициализации задачи и служит для формирования исходных данных расчета. По умолчанию загружаются данные насосов и буровых растворов, введенные на форме «Буровой раствор/Буровой насос», данные турбобуров, введенные на форме «Рейсы/КНБК/Буровые трубы».

Буровой насос.

Для выбора справочных данных по расходу и ограничениям давления насосов необходимо:

- Выбрать диаметр поршня;
- При необходимости поменять количество насосов, число двойных ходов, норму наполнения;
- Нажатием кнопки Расчитано: 9.60 л/сек перенести значения в поле «Расход насосов».

Произвольное значение расхода может быть введено вручную.

Насадки долота.

Для подбора насадок необходимо:

- Выбрать количество насадок;
- Нажатием кнопки Расчитано: 1.91 см2 перенести значения в поле «Суммарная площадь».

Автоматически в поле «Потери давления» отражаются потери давления на долоте при текущем расходе и суммарной площади насадок.

Двигатель.

В поле «Потери давления» отражаются потери давления на двигателе, пересчитанные из справочных значений с учетом реальных расхода и плотности бурового раствора.

Наземное оборудование.

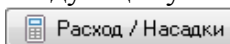
Потери давления рассчитываются для текущего расхода и реологических свойств бурового раствора для задаваемых конструктивных характеристик основных элементов наземного оборудования и отражаются в поле «Потери давления».

Буровой раствор.

В поле «Плотность» раствора можно поменять значение, определенное для текущего интервала бурения на форме «Буровой раствор/Буровой насос». Для остальных реологических свойств раствора действуют следующие правила расчетов:

1. Если вводятся значения реологических свойств раствора (динамическая вязкость и ДНС для Бингамовской жидкости или индекс консистенции и показатель поведения для степенной жидкости), автоматически рассчитываются показания прибора Fann, которым соответствует данная реология раствора;
2. Если вводятся показания прибора Fann, рассчитываются реологические свойства растворов.
3. Если введены реологические свойства одной жидкости, а затем изменяется тип жидкости, сначала автоматически рассчитываются показания прибора Fann, соответствующие реологии первого типа жидкости, затем по этим показаниям рассчитываются реологические свойства второй жидкости.

Модуль содержит оптимизационный алгоритм, позволяющий подобрать режимы работы насосов и долотные насадки. Суть его сводится к следующему. При нажатии кнопки



по значениям, введенным в поле «Минимальная скорость в открытом стволе», определяется требуемая подача буровых насосов. При турбинном бурении проверяется возможность работы двигателя при вычисленном расходе. Затем определяются гидравлические потери в магистрали без учета потерь на долоте. По паспортной характеристике подбираются диаметры втулок насосов, которые при заданных норм наполнения насосов, обеспечивают требуемую подачу и давления (с учетом прогнозируемых рациональных потерь на долоте). Определяется площадь насадок исходя из разности между максимальным паспортным давлением нагнетания для выбранных втулок (с учетом коэффициента использования мощности насосов) и вычисленными потерями давлений на гидравлические сопротивления в магистрали. Потери давления на долоте ограничиваются прочностными характеристиками элементов: 120 кг/см² для роторного бурения и 60 кг/см² для турбинного бурения.

В процессе бурения гидравлический забойный двигатель, долото и забой находятся в сложном взаимодействии. Математическое описание этого взаимодействия позволяет пересчитать характеристики функционирования ГЗД и решить такие задачи, как:

1. Определить нагрузку на долоте, для которой при заданном расходе ГЗД будет работать на режиме максимальной мощности.
2. Определить расход бурового раствора, для которой при заданной нагрузке на долоте максимальная мощность.

На первой из двух вкладок, анализирующих работу ГЗД, приводятся паспортные характеристики двигателя и фактические, пересчитанные с учетом реальных данных. Момент силы (на долоте) рассчитывается в зависимости от твердости породы, считываемой из стратиграфии, типа и диаметра долота. Частота вращения и потери давления турбодвигателя рассчитывается в зависимости от плотности и

Модель жидкости	Бингамовская
Плотность, г/см ³	1.08
Вязкость, мПа*с	11
ДНС, Па	6
Индекс консист., Па*с ⁿ	0.38
Показатель поведения	0.5531
Показания вискозиметра, Fann	
Ф 300	23.5
Ф 600	34.5

ГЗД	ГЗД - Долото - Забой	
Типоразмер	Д5-195	
Тип	ВИНТОВОЙ	
Пасп. данные		Факт.
Момент силы, Н*м	7840	667
Частота вращ., 1/с	1.5	0.7
Расход, л/сек	30	11.6
Плотн. раств., г/см3	1.2	1.04
Потери давления: 8.00		кгс/см2

ГЗД будет работать на режиме

ГЗД		ГЗД - Долото - Забой	
Нагрузка на долото, тн	20		
Отношение развиваемой мощности ГЗД к максимально возможной при текущих G и Q	58.3%		
Рекомендуемый расход при нагрузке на долото 20 тн	5.8 л/сек		
Рекомендуемая нагрузка на долото при расходе 11.6 л/сек	40.8 тн		
 Отчёт			

расхода бурового раствора. Для потерь давления винтового двигателя, кроме того, учитывается момент, реализуемый двигателем.

На вкладке «ГЗД-Долото-Забой» приводится оценка отношения мощности, развиваемой двигателем к максимально возможной при текущих параметрах бурового раствора. Кроме того, определяется нагрузка на долоте, для которой при заданном расходе ГЗД будет работать на режиме максимальной мощности, и расход бурового раствора, для которой при заданной нагрузке на долоте ГЗД будет работать на режиме максимальной мощности.

8.4. Форма «Результаты расчета».

В левой части формы «Результаты расчета» выводятся обобщенные результаты расчетов. В правой части формы две вкладки: на первой представлены результаты в графическом виде, на второй - детализированные результаты расчетов. В графическом виде выводятся зависимости:

- давлений пластовых, гидроразрыва, гидродинамических, свабирования и поршневания по ствольной глубине открытого ствола скважины;
- скорости бурового раствора в буровой трубе и затрубье, скорость выноса шлама по ствольной глубине скважины;
- эффективной плотности циркуляции по ствольной глубине скважины;
- потери давления на трение в буровой трубе и затрубье по ствольной глубине скважины;
- концентрация шлама по ствольной глубине скважины.

Детальные результаты в табличном виде подробно отражают геометрические характеристики магистрали течения бурового раствора в буровой трубе и затрубье по интервалом расчета. Кроме того, выводятся параметры течения бурового раствора такие, как критическое и реальное число Рейнольдса, скорость и время течения, потери давления.

8.5. Форма «Отчеты».

Форма «отчеты» позволяет выбрать произвольную номенклатуру отчетов и вывести их в форме документа Word.

9. БУРОВАЯ УСТАНОВКА

На последней вкладке главной формы находится интерфейс для выбора буровой установки. Выбор производится согласно п.2.5.6 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» сравнением параметра «Допускаемая нагрузка на крюке» буровой установки и максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных.

Обсадные колонны

Вид обсадной колонны	Обсадная колонна	Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм	Глубина обсадной колонны (ствол), м
98.5	Кондуктор	244.5	269.9	1848
173.5	Эксплуатационная	168.3	215.9	4860
117.4	Хвостовик	139.7	161	5057.95
173.50				

Рейсы КНБК

Вес КНБК, т	№ рейса	Обсадная колонна	Глубина рейса (ствол), м	Описание КНБК
12.0	1	Кондуктор	1848	Долото 269.9 ТК-3-ПВ (0.3) + Двигатель А962 (Зенит) (8) + УБТ УБТ-171.4 (60)
100.8	2	Эксплуатационная	3500	Долото 215.9 С-ГНУ-Р-106 (0.3) + Двигатель ТР-175 (12.9) + УБТ УБТ-171.4 (15) + УБТ УБТС1-178 (50) + Яс гидрав. Jar-20 ТБИК 127x9 (1000) + БТ АБТ 147x11 (2000) + БТ ТБИК 127x9 (300)
122.7	3	Эксплуатационная	4860	Долото 215.9 С-ГНУ-Р-106 (0.3) + УБТ УБТ-171.4 (15) + УБТ УБТС1-178 (50) + Яс гидрав. Jar-203 (5.53) + УБТ УБТ-165.1 (15)
0.0	4	Хвостовик	5057.95	АБТ 147x11 (3370) + БТ ТБИК 127x9 (До устья)
122.69				

Буровая установка должна обеспечить грузоподъемность 104.1 т

Тип буровой установки	Грузоподъемность, т
БУ-2000	120
БУ-2500	140
БУ-3000	170
БУ-4000	200
БУ-5000	250
БУ-6500	320
БУ-8000	400
БУ-10000	500

Месторождение: Демонстрационное ДА Куст: Block1 Сквжина: Well4 Ствол: Ствол Well4 | Номер ствола: 19

В первых двух таблицах отображаются конструкция обсадных колонн и компоновка обсадных труб с суммарной массой, в поле «Буровая установка должна обеспечивать» - вычисленная согласно «Правил...» требуемая грузоподъемность. В нижней таблице приведены паспортные характеристики буровых установок, подходящих для бурения скважины по условиям грузоподъемности.

10. ПОДЪЕМ/СПУСК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

Согласно «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин»: «осевую нагрузку от собственного веса определяют с учетом теоретического веса спущенной колонны в воздухе». Такой подход не учитывает перераспределения нагрузки в наклонной скважине, сил трения, возникающих при движении, архимедовых сил, возникающих в буровом растворе и не учитывает дополнительные прижимные силы, возникающие за счет жесткости колонны на искривленных участках. Эти недостатки исключены в «Инструкции по расчету буровых колонн для нефтяных и газовых скважин». Исключением составляет то, что для трубы представлена моделью тяжелой нити, которая не учитывает жесткость на искривленных участках. В методическом обеспечении данного модуля дополнительные прижимные силы, возникающие за счет жесткости колонны учитываются согласно подходов, изложенных в монографии Александрова М.М. «Силы сопротивления при движении труб в скважине», М., «Недра», 1978 г.

В ходе проверки проходимости обсадной колонны определяются два условия:

- возможность опустить колонну за счет собственного веса, то есть не будет ли иметь отрицательное значение нагрузка на крюке;
- наличие Баклин-эффекта, то есть присутствуют ли потеря устойчивости каких-либо участков колонны.

10.1. Загрузка формы «Подъем/Спуск обсадной колонны».

В левой верхней части формы, загружающейся при вызове задачи, находится элемент «Обсадная колонна», в котором выбирается колонна, для которой проводятся расчеты. Ниже находятся пункты меню «Эпюры», «Параметры расчета», «Проходимость/КЗП», которые вызывают соответствующие формы.

10.2. Форма «Параметры расчета».

Форма «Параметры расчета» служит для формирования исходных данных расчета. В нижней части формы отражается конструкция буровой колонны и низа буровой колонны. В верхней части формы приведены редактируемые параметры, участвующие в расчетах нагрузок на обсадную колонну.

Обсадная колонна

Эксплуатационная

Эпюры / Скважина

Параметры расчёта

Проходимость / КЗП

Тип расчёта

Подъём

Расчёт

Произвольная глубина

Глуб.(ствол). 0

Отчёт

Закреть

Параметры расчёта

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.2
Коэффициенты	
Коэффициент трения в открытом стволе	0.3
Коэффициент трения в обсадной колонне	0.15
k (формула (1) "Инструкция по расчёту БК")	1.15

Секции обсадной колонны

№ секции	Тип элемента	Длина, м	Тип соединения	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Вес погонного метра, кг/м
1	Обсадная труба	До устья	ТС-II	73	5.51	N-80	9.3

10.3. Форма «Эпюры/Скважина».

Меню «Тип расчета» позволяет выбрать режим работы с обсадной колонной, включая:

- Подъем.
- Спуск.

Расчет можно производить для произвольной глубины бурения. Для этого необходимо установить галочку «Произвольная глубина» и ввести значение в поле «Глуб.(ствол)»

На форме «Эпюры/скважина» результаты расчетов представлены в виде графиков.

1. *Эпюра «Нагрузки».* На эпюре приведен график растягивающей (сжимающей) нагрузки, действующей на обсадную колонну. «Критическая нагрузка» - сжимающая нагрузка, при которой происходит спиралевидная потеря устойчивости буровой колонны (Баклин-эффект). График «Прижимающая (изгибная жесткость)» демонстрирует силы, которые возникают за счет изгиба трубы и прижимают колонну к стволу скважины, увеличивая тем самым силы трения.

2. *Эпюра «Профиль»* отражает зависимость зенитного угла от ствольной глубины скважины.

10.4. Форма «Расчет проходимости».

Форма «Параметры расчета» загружается при инициализации задачи и служит для формирования исходных данных расчета.

Расчет производится для множества положений башмака спускаемой обсадной колонны. Положения определяются следующим образом. Конечная точка расчета – полная глубина спуска колонны или заданная глубина в случае, если отмечено поле

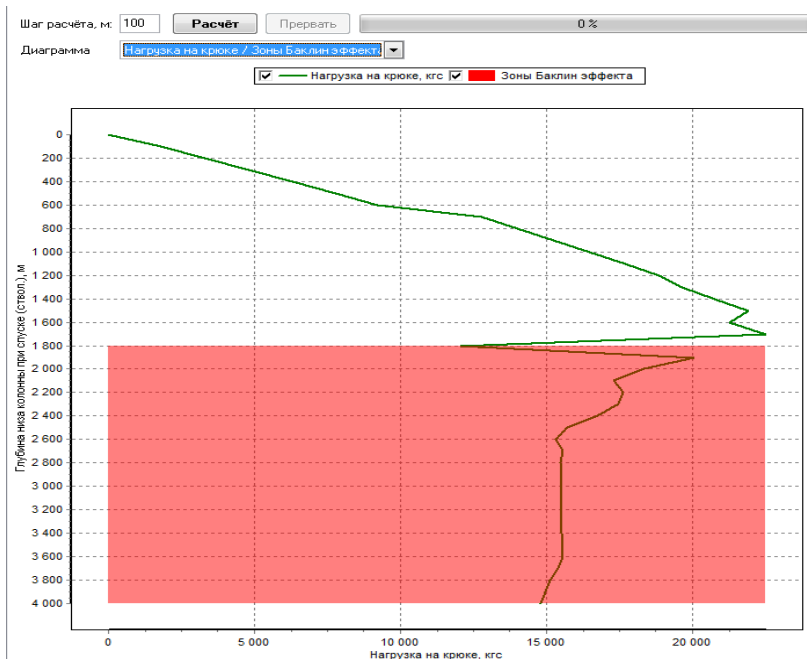
☐ Произвольная глубина.

Начальная точка – устье скважины. Шаг, на который сдвигается башмак колонны при каждом последующем расчете, задается в поле Шаг расчёта, м:

Результаты расчетов приведены на графиках, выбираемых в выпадающем меню Диаграмма .

Диаграмма «Нагрузка на крюке/зоны Баклин-эффекта» является главной. По ней можно судить о возможности спуска обсадной колонны. На диаграмме приведена зависимость нагрузки на крюке от глубины спуска колонны. Глубины спуска, на которых колонна имеет участки потери устойчивости, на диаграмме помечены красным цветом. Остальные диаграммы носят вспомогательный, детализирующий характер:

- На диаграмме «Сжимающая нагрузка» для каждой глубины спуска обсадной колонны приведены значения наибольшей сжимающей нагрузки, действующей на колонну. Значение сжимающей нагрузки, равное нулю, означает, что при спуске на данную глубину колонна находится в растянутом состоянии.



- На диаграмме «Глубина сжимающей нагрузки» приведено расстояние по стволу от устья до точки наибольшей сжимающей нагрузки.

Рекомендуется следующий алгоритм анализа процесса спуска обсадной колонны:

1. После проведения расчета на форме «Проходимость/КЗП» исследуется диаграмма «Нагрузка на крюке/зоны Баклин эффекта».
2. Если на диаграмме присутствуют области, окрашенные красным цветом, при спуске колонны на глубины, отраженных на оси ординат, происходит потеря устойчивости колонны.
3. На графиках «Минимальная нагрузка» и «Глубина минимальной нагрузки» фиксируется значение и место наибольшей сжимающей нагрузки (наиболее вероятное место потери устойчивости).
4. Для любой из глубин спуска колонны можно провести подробный анализ нагружения колонны на форме «Эпюры/Скважина». Для этого необходимо в поле Глуб.(ствол), ввести значение интересующей глубины и провести расчеты для спуска колонны. Полученная диаграмма показывает, на каких участках колонна сжата (отрицательные значения «растягивающей» нагрузки), на каких произошла потеря устойчивости колонны (график «растягивающей» нагрузки находится левее графика критической нагрузки). Кроме того, диаграмма позволяет оценить, насколько велик вклад в противодействие спуску сил, возникающих за счет жесткости трубы на изогнутых участках профиля. График «Прижимающая (изгибная жесткость)» отражает силы, которые возникают за счет изгиба трубы и прижимают колонну к стволу скважины, увеличивая тем самым силы трения.
5. Ситуация, когда при спуске колонны нагрузка на крюке меньше нуля (диаграмма «Нагрузка на крюке/зоны Баклин эффекта»), свидетельствует о том, что силы, противодействующие движению колонны в скважину, превышают силы веса колонны,двигающие колонну. Спуск колонны при этом невозможен.

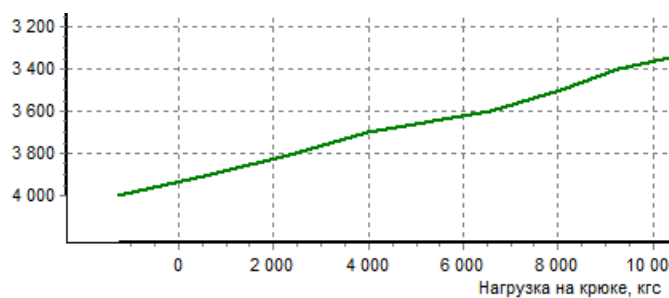
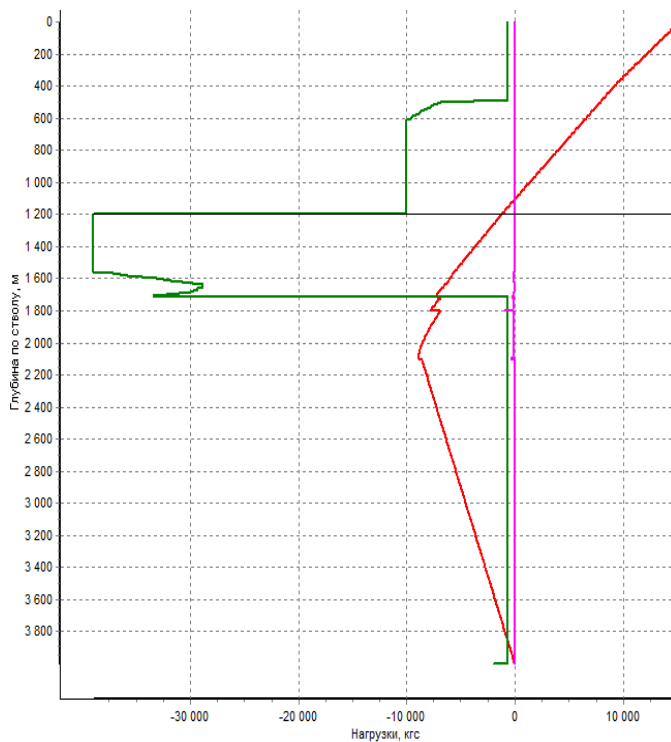


График «Прижимающая (изгибная жесткость)» демонстрирует силы, которые возникают за счет изгиба трубы и прижимают колонну к стволу скважины, увеличивая тем самым силы трения. То есть, данный график отражает вклад в растягивающую (сжимающую) нагрузку от жесткости колонны на извилистых участках.

11. ОТЧЕТНОСТЬ ПРОЕКТА НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Вызов модуля для формирования отчетности «Рабочего Проекта на строительство

Рабочий проект на строительство скважин на нефть и газ РД 39-0148052-537-87

 Сформировать проект

Заккрыть

4. Геологическая характеристика 5. Конструкция скважины 6. Профиль ствола скважины 7. Буровые растворы 8. Углубление скважины 9. Крепление скважины

4.4. Исследовательские работы 4.5. Работы по испытанию, освоению, эксплуатации

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика 4.2. Нефтегазодобываемость 4.3. Возможные осложнения

т 4.1 Стратиграфический разрез т 4.2 Литологическая характеристика т 4.3 Физико-механические свойства горных пород т 4.4 Геокриологическая характеристика

Добавление и удаление интервалов осуществляется в задаче "Геология" на закладке "Стратиграфия"

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	индекс	Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)			угол	азимут	
0	125	Четвертичные отложения	Q			1.6
125	140	Журавская свита	P3/gur			1.6
140	240	Новомихайловская свита	P3/nm			1.6
240	360	Атлымская свита	P3/atl			1.6
360	395	Чеганская свита	P3+P2/chg			1.35
395	600	Люлинворская свита	P2/liv			1.35
600	700	Талицкая свита	P1/tl			1.35
700	825	Самыгинская свита	K2/sm			1.25

Ввод данных по литологической характеристике

Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
Переслаивание песков серых и желтовато-серых, мелкозернистых, глины серых, песчано-алевритистых и алевритов

 Добавить горную породу  Удалить горную породу

Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	прон
Пески	2.4										8 Мягк
Суглинки	2.2			30							1 Мягк

скважин на нефть и газ» осуществляется по кнопке  Проект на строительство , расположенной на главной форме. Информация «Проекта ...» делится на три типа:

- Исходные данные для расчетов. Формируются в интерфейсах, вызываемых из главной формы (раздел 2). Для таких данных на форме присутствует пометка: **Добавление и удаление обсадных колонны осуществляется в задаче**.
- Результаты расчетов, формируются в расчетных модулях. Следует учитывать, что результаты решения одной задачи могут являться исходными данными для других задач.
- Данные, которые не участвуют в расчетах, но при этом содержатся в «Проекте...». Вводятся и редактируются непосредственно на вкладках формы.

Выделить все Снять все выделения

4. Геологическая характеристика 5. Конструкция скважины 6. Профиль 7. Буровые растворы 8. Углубление скважины 9. Крепление скважины

Выделить все Снять все выделения

☐ Рис. 4.1. Профильный геологический разрез
☐ Рис. 4.2. Выходы скважины со структурной карты

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Выделить все Снять все выделения

☐ т 4.1 Стратиграфический разрез
☐ т 4.2 Литологическая характеристика
☐ т 4.3 Физико-механические свойства горных пород
☐ т 4.4 Геокриологическая характеристика

4.2. Нефтегазодобываемость

Выделить все Снять все выделения

☐ т 4.5 Нефтепродуктивность
☐ т 4.6 Газодобываемость
☐ т 4.7 Вододобываемость
☐ т 4.8 Давление и температура

4.3. Возможные осложнения

Выделить все Снять все выделения

☐ т 4.9 Поглощение бурового раствора
☐ т 4.10 Осыпи и обвалы стенок скважины
☐ т 4.11 Нефтегазодобываемость
☐ т 4.12 Прихватоопасные зоны
☐ т 4.13 Текучие породы
☐ т 4.14 Прочие возможные осложнения

4.4. Исследовательские работы

Выделить все Снять все выделения

☐ т 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов
☐ т 4.16 Географические исследования
☐ т 4.17 Данные по испытанию пластов
☐ т 4.18 Прочие виды исследований

4.5. Работы по испытанию и освоению

Выделить все Снять все выделения

☐ т 4.19 Испытание продуктивных горизонтов
☐ т 4.20 Работы по перфорации
☐ т 4.21 Интенсификация притока пластового флюида
☐ т 4.22 Дополнительные работы при испытании
☐ т 4.23 Данные по эксплуатационным объектам
☐ т 4.24 Дополнительные данные для определения продолжительности испытания
☐ т 4.25 Данные по нагнетательной скважине
☐ т 4.26 Сведения по пробуренным скважинам - аналогам

 Сформировать проект

Заккрыть

Для создания проекта необходимо по кнопке  **Сформировать проект** перейти на форму подготовки «Проекта» к печати. На этой форме присутствует кнопка с таким же названием, и по ней формируется итоговый документ в формате MSWord. «Проект...» выводится в файл, размещенный по адресу «\папка ПК\Отчеты*название месторождения\название куста\название скважины\название варианта расчета*_Проект.doc». Форма подготовки «Проекта» к печати содержит вкладки, соответствующие разделам «Проекта», и перечень отчетов (таблиц), которые можно пометить (выделить) индивидуально или по группам.

Формирование файла «Проекта...» подчиняется следующим правилам:

При первом формировании файла необходимо выделить все отчеты.

При последующем обновлении файла «Проекта...» достаточно выделить только те отчеты, информация которых поменялась.