

# **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2019**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений

# МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2019

УДК 622.276 (073)

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ:** Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Д.Г. Подопрюгора, Д.С. Тананыхин, А.В. Бондаренко*. СПб, 2019. 78 с.

Методические указания «Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли» содержат разделы, в которых рассмотрены темы практических занятий по решению математических задач, описывающих процессы, происходящие в пласте. Каждый из разделов содержит краткую теоретическую часть и задачи для самостоятельного решения.

Предназначены для студентов магистратуры направления 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Научный редактор доц. *Д.Г. Петраков*

Рецензент канд. техн. наук *В.Н. Дурягин* (УНПХ ООО «Газпромнефть НТЦ»)

## ВВЕДЕНИЕ

Тема курсовой работы – «Расчёт технологических показателей разработки нефтяного месторождения средствами общераспространенного программного обеспечения». В рамках данной темы необходимо решить 3 задачи:

- расчет объема запасов нефтяного месторождения;
- расчет безводного периода добычи нефти при разработке нефтяного месторождения;
- расчет основных технологических показателей разработки нефтяного месторождения.

В курсовой работе выделяется 2 раздела, в рамках каждого из которых необходимо решить обозначенные задачи при помощи различного программного обеспечения:

1. Раздел 1 – решение поставленных задач средствами табличного процессора Microsoft Excel.

2. Раздел 2 – решение поставленных задач в одной из сред программирования (Delphi [1], Python [2], Visual Basic for Application [3] или др.).

Целью курсовой работы является закрепление студентами знаний, умений и навыков, полученных при изучении курса «Информатика», которые могут быть использованы для выполнения профессиональных расчетов, соответствующих направлению подготовки. Выполнение курсовой работы способствует развитию навыков самостоятельного изучения специализированной литературы и поиска информации в сети Интернет.

Структура пояснительной записки должна включать следующие разделы:

- титульный лист, оформленный согласно требованиям Горного университета;
- лист с заданием на курсовую работу;
- аннотация работы на двух языках;
- оглавление;
- введение;
- теоретическая часть;
- расчет технологических показателей разработки нефтяного

месторождения в Microsoft Excel;

- расчет технологических показателей разработки нефтяного месторождения в выбранной среде программирования;

- выводы;

- заключение;

- список литературы.

Дальнейшая структура методических указаний построена следующим образом. В разделе 1 описаны краткие требования и рекомендации по содержанию пояснительной записки. В разделе 2 представлены ключевые сведения, необходимые для оценки запасов нефтяного месторождения в условиях неопределенности исходных данных. В разделе 3 описан порядок расчета безводного периода добычи нефти и других основных технологических показателей разработки нефтяного месторождения. В разделе 4 детально описан ход выполнения всех необходимых расчетов и построений в Microsoft Excel. Пояснительная записка оформляется в текстовом редакторе Microsoft Word, в соответствии с принятыми правилами оформления подобных документов, описанных в разделе «Правила оформления пояснительной записки» настоящих методических указаний.

## 1. СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ

**Титульный лист и лист с заданием** оформляются по шаблону, имеющемуся на кафедре информатики и компьютерных технологий. Титульный лист должен обязательно содержать тему курсовой работы, группу, фамилию и инициалы студента, должность, фамилию и инициалы преподавателя, принимающего курсовую работу.

Лист с заданием должен включать детальное описание исходных данных к курсовой работе, содержание пояснительной записки, перечень графического материала, дату получения и сдачи работы.

**Аннотация** является самостоятельной частью работы, которая должна кратко описывать сущность курсовой работы, использованные методы решения, полученные конкретные результаты, а также количество страниц и графического материала. Аннотация составляется на двух языках (русском и английском). Объем аннотации составляет 75-100 слов.

**Оглавление** составляется с помощью встроенных средств Microsoft Word. Оглавление должно быть «Автособираемым» и основываться на стилях заголовков, созданных студентом. Все заголовки должны иметь многоуровневую автоматическую нумерацию, за исключением аннотации, оглавления, введения и списка литературы.

**Введение** должно содержать информацию о роли решаемых в курсовой работе задач в рамках проектирования и разработки нефтяных месторождений. Должны быть описаны известные методы и подходы оценки технологических показателей разработки нефтяных месторождений, а также специфические факторы, определяющие целесообразность их применения. Помимо этого, во введении необходимо указать исходные данные для курсовой работы. Объем введения составляет не менее 2 страниц.

**Теоретическая часть** должна включать детальное описание подходов и методов, использованных при выполнении курсовой работы, а именно, метод имитационного моделирования «Монте-Карло» и метод расчета технологических показателей разработки месторождения на основе моделей непроршневого вытеснения нефти

водой (по схеме Баклея-Левверетта). Объем раздела составляет не менее 7 страниц.

Раздел «**Расчет технологических показателей разработки нефтяного месторождения в Microsoft Excel**» должен включать детальное описание порядка выполнения расчетов в табличном процессоре MS Excel (см. раздел 3 методических указаний). Все скриншоты должны содержать названия столбцов (A, B, C, D и т.д.) и номера строк (1, 2, 3, 4 и т.д.) таблиц MS Excel. На каждом рисунке должны быть четко видны функции, которые были использованы для расчетов. Объем раздела составляет не менее 7 страниц.

Раздел «**Расчет технологических показателей разработки нефтяного месторождения в выбранной среде программирования**» включает краткое описание среды программирования, в которой была выполнена работа, алгоритм выполнения программы в виде блок-схемы, либо псевдокода, листинг программы, а также скриншоты с окном для ввода данных и результатами выполнения программы. Пример интерфейса программы показан на рис. 1. Порядок выполнения программы составляется студентом самостоятельно на основе методики расчетов, описанной в данных методических указаниях. Выбор языка программирования осуществляется по согласованию с преподавателем. Объем раздела составляет не менее 8 страниц, включая листинг программы.

The screenshot shows a software window titled 'Form1' with a menu bar containing 'Исходные данные для задания\_1', 'табл\_результаты\_задания1', 'график\_задание\_1', 'Исходные данные для задания\_2 и\_3', 'Таблица\_и\_график\_задания\_2', and 'Таблица\_и\_график\_задания\_3'. The main area is divided into several sections with input fields:

- Two columns of 10 empty input boxes each, labeled 'Шарина элемента однородной среды, м' and 'Длина элемента однородной среды, м'.
- Input fields for 'Толщина пласта, м' with sub-fields 'Миним.' and 'Максим.'.
- An input field for 'Коэффициент пористости, д.ед.'.
- Input fields for 'Начальная водоносность, д.ед.' with sub-fields 'Миним.', 'Максим.', and 'Вероятн.'.
- An input field for 'Площадь нефтеносности месторождения, м2'.
- A button at the bottom labeled 'Расчет геологических запасов'.

Рис. 1. Пример интерфейса программы

**Выводы** содержат анализ поставленных задач, методов и инструментов, использованных для их решения, а также полученных результатов. Объем раздела составляет не менее 1,5 страниц.

**Список литературы** включает перечень всех источников, использованных при выполнении курсовой работы в порядке их упоминания в тексте. Список должен быть оформлен согласно требованиям ГОСТ Р 7.0.5-2008. На каждый из перечисленных источников должна быть сделана соответствующая ссылка в тексте работы. Не допускаются множественные ссылки (ссылки на 3 и более источников в одном месте). Количество источников должно быть не менее 10.



## 2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО

Теоретические основы метода Монте-Карло были известны уже давно, но они смогли найти практическое применение только после достижения определенного этапа развития компьютерных вычислений, так как моделирование «случайных» чисел является трудоемким процессом [4].

Суть метода заключается в статистическом моделировании случайных функций и случайных величин для определения характеристик их распределений. Идея метода состоит в том, что вместо описания процесса или явления с помощью аналитического аппарата, осуществляется его «розыгрыш» с помощью специальной процедуры, которая дает случайный результат в определенном диапазоне. В результате множественной реализации таких розыгрышей, полученный массив данных можно использовать как искусственный статистический материал, поддающийся обработке стандартными математическими методами. Зачастую применение такого подхода оказывается значительно проще, чем построение аналитических моделей.

Можно выделить несколько особенностей этого метода. Во-первых, структура его вычислительного процесса сравнительно проста. Этот процесс, как правило, состоит из простого испытания, которое повторяется требуемое число раз. Во-вторых, ошибка вычислений по этому методу пропорциональна  $\sqrt{D/N}$ , где  $N$  – количество испытаний, а  $D$  – константа, которая зависит от дисперсии случайного значения. Иными словами, для уменьшения ошибки вычислений в 10 раз, необходимо увеличить количество испытаний в 100 раз. Детальную информацию об этом методе можно найти в источнике [5].

При оценке технических параметров нефтяных месторождений, метод Монте-Карло, как правило, используется на этапе оценки геологических запасов. Суть проблемы, которую позволяет решить метод Монте-Карло, заключается в том, что геологические исследования не могут дать гарантированного значения каждого из

параметров, используемых при подсчете запасов [6]. Каждое из этих значений может быть задано не конкретным числом, а какой-либо функцией распределения [7]. В данной работе исходные данные для моделирования могут быть заданы тремя способами: треугольным распределением (распределение Симпсона), равномерным распределением и перечнем конкретных возможных значений [5].

Оценка геологических запасов может выполняться, как для отдельного элемента, так и для месторождения в целом, что требует наличия следующих исходных данных:

1. Площадь нефтеносности месторождения ( $S_H$ ) - участок земной поверхности, в пределах которого развиты породы, содержащие нефть. По объему это понятие обычно соответствует нефтяному месторождению или его части;

2. Длина ( $l$ ) и ширина ( $b$ ) элемента однорядной системы – расстояние между рядами эксплуатационных скважин и расстояние между скважинами в одном ряду соответственно (рисунок 2);

3. Толщина пласта ( $h$ ) – суммарная толщина всех пропластков - проницаемых и непроницаемых - расстояние от кровли до подошвы пласта;

4. Коэффициент пористости ( $m$ ) – это отношение объема пор ко всему объему горной породы.

5. Начальная водонасыщенность ( $S_{cb.в.}$ ) – это степень заполнения порового пространства, пустот и трещин в коллекторе водой после формирования (связанная вода).

В результате расчетов получают две величины:

1. Объем геологических запасов элемента ( $V_{геол.э.}$ ) – количество нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, которое находится в недрах в изученном бурением элементе залежи, наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией скважин (формула 1).

$$V_{геол.э.} = b \cdot l \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{cb}) \quad (1)$$

2. Объем геологических запасов месторождения ( $V_{геол.м.}$ ) – количество нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, которое находится в недрах, в пределах изученного

бурением всего месторождения, наличие которых в недрах доказано пробной или промышленной эксплуатацией скважин (формула 2).

$$V_{\text{геол.м.}} = S_n \cdot h \cdot m \cdot (1 - S_{\text{св}}) \quad (2)$$

Предположим, что каждый параметр в исходных данных задан какой-либо произвольной функцией распределения. Тогда, для каждого из этих параметров осуществляется равное количество «розыгрышей» случайного числа в соответствии с заданной функцией распределения. В каждой итерации («разыгрывании» случайного числа для каждого параметра) осуществляется расчет объема геологических запасов на основе полученных случайных величин. По результатам расчетов, полученные значения объема запасов объединяются в диапазоны, для каждого из которых подсчитывается значение частоты. После этого строится гистограмма распределения частот по выделенным диапазонам. Среднее значение и дисперсия построенной гистограммы характеризуют величину геологических запасов элемента, либо месторождения.

### 3. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМЫ БАКЛЕЯ-ЛЕВЕРЕТТА ПРИ РАСЧЕТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Расчет технологических показателей разработки месторождения на основе модели непоршневого вытеснения нефти водой (по схеме Баклея-Левретта) применяется, при сочетании модели однородного пласта и непоршневого вытеснения нефти водой с учетом различия относительных проницаемостей и вязкости для нефти и воды [8,9].

**Формулировка задачи.** Нефтяное месторождение разрабатывается с применением заводнения по однорядной схеме расположения скважин. Элемент однорядной схемы расположения скважин (рис. 2) содержит 0,5 добывающей и 0,5 нагнетательной скважины (всего 1 скважину).

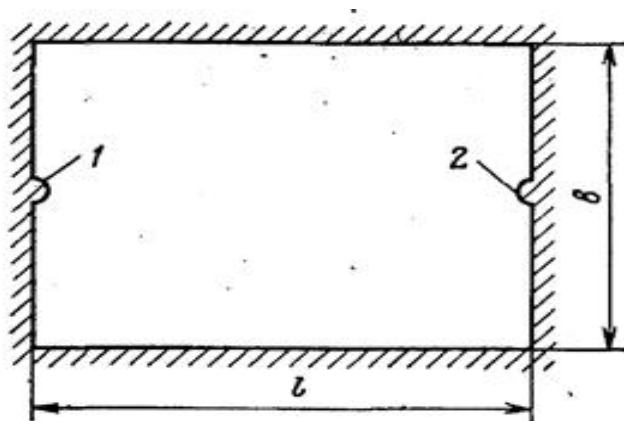


Рис. 2. Схема элемента однорядной системы разработки

Требуется рассчитать изменение следующих показателей разработки месторождения:

- добычи нефти, обводненности продукции и текущего коэффициента нефтеизвлечения для одного элемента системы разработки;

- добычи нефти, обводненности продукции и текущего коэффициента нефтеизвлечения для месторождения в целом.

**Исходные данные**, необходимые для расчета:

1. Период ввода в разработку ( $R$ ) – срок, необходимый для введения в разработку элементов системы разработки.

2. Остаточная нефтенасыщенность ( $S_{н.ост.}$ ) – количество нефти в пласте, остающееся после ее вытеснения водой или газом по окончании разработки залежи/месторождения. Величина остаточной нефтенасыщенности, в основном, зависит от капиллярного давления, существующего в отдельных мелких поровых каналах, в которых находится нефть.

3. Вязкость нефти ( $\mu_n$ ) – это свойство жидкостей по-другому можно назвать внутренним трением. Другими словами, это способность текучих веществ сопротивляться перемещению их частей одной относительно другой. Это свойство, как правило, зависит от химического состава смеси, молекулярных масс составляющих её компонентов, а также от условий, при которых проводятся измерения.

4. Вязкость воды ( $\mu_v$ ) – это свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга при движении. Вязкость воды обусловлена тем, что водородные связи мешают молекулам воды двигаться с разными скоростями.

5. Коэффициент охвата пласта воздействием ( $K_{охв}$ ) – определяется как отношение объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта. На степень охвата воздействием по площади однопластового, сравнительно однородного объекта в первую очередь влияют проницаемость коллектора  $K_{пр}$  и вязкость пластовой нефти  $\mu_n$ , которые определяют фильтрационные свойства пласта. При прочих условиях расстояние, на которое по горизонтали воздействует закачка воды, возрастает с увеличением проницаемости и уменьшением вязкости нефти.

6. Коэффициент зависимости фазовой проницаемости нефти от фильтрационно-емкостных свойств коллектора ( $n_f$ ) – показывает степень зависимости фазовой проницаемости по нефти при одновременном наличии в коллекторе других флюидов (газ, вода и др.) от фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Зависит от степени насыщенности пор породы нефтью. Проницаемость в

большей степени зависит от наличия трещин, хотя доля их в пустотном пространстве составляет десятые и сотые доли процента. Объясняется это высокой проводимостью трещин по сравнению с порами гранулярных коллекторов, поэтому трещины создают в пласте направления преимущественной фильтрации. Между пористостью и проницаемостью нет прямой связи.

7. Коэффициент зависимости фазовой проницаемости воды от фильтрационно-емкостных свойств коллектора ( $n_2$ ) – показывает степень зависимости фазовой проницаемости по воде при одновременном наличии в коллекторе других флюидов (нефть, газ и др.) от фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

8. Норма отбора жидкости из одной скважины ( $q$ ) – норма отбора жидкости из скважин обуславливается с учетом следующего:

- плановых заданий по добыче нефти;
- дебит скважины должен соответствовать допустимым условиями рациональной эксплуатации залежи;
- соблюдение требований по охране недр и природы;
- средней продуктивностью скважин;
- дебитами по конкретным скважинам, которые уточняются по результатам исследований скважин и пластов (по результатам специализированных исследований);
- отборы жидкости из малопроницаемых, неоднородных пластов обычно не ограничивают;
- дебиты также не ограничиваются в случае очень глубокого залегания пластов и низких пластовых давлений;
- для газовых и газоконденсатных скважин дебиты не ограничивают, если это не приводит к разрушению твердого скелета пласта, подтягиванию воды к скважине;
- главное условие выбора режима - обеспечение условий работы скважины без осложнений (асфальтосмолопарафиновые отложения, вынос песка, уменьшение проницаемости призабойной зоны скважин, подтягивание подошвенной воды, коррозия, пульсации и т.д.).

9. Шаг расчета водонасыщенности ( $n$ ) – выбирается исходя из необходимого интервала для последующего построения функции Баклея-Левретта.

Параметры, определяемые в ходе расчета.

1. Ежегодный ввод элементов ( $N$ ) – количество элементов системы разработки, вводимых ежегодно на месторождении. В рамках данной задачи количество ежегодно вводимых элементов постоянно. Количество блоков определяется при формировании таблицы с исходными данными.

2. Водонасыщенность пласта к моменту завершения разработки месторождения ( $S_{в.ост.}$ ) – остаточная водонасыщенность к моменту завершения разработки определяется как  $S_{в.ост.} = 1 - S_{н.ост.}$ . Количественное содержание связанной воды зависит от физических свойств и состава породы, структуры порового пространства, удельной поверхности и так далее. Связанная вода существенно влияет на фазовые проницаемости породы для нефти, воды и газа, на смачиваемость пород, интенсивность капиллярных и адсорбционных явлений, на полноту вытеснения нефти из пласта.

3. Интервал  $\Delta S_i$  – зависит от необходимого количества шагов для дальнейшего построения графика Баклея-Леверетта. Чем меньше будет интервал, тем более детально будет построен график. Минимальное значение – 20-30 шагов.

4. Фазовые проницаемости нефти ( $K_n$ ) и воды ( $K_v$ ) – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы (жидкости или газа) или других фаз (газ–нефть, нефть–вода, вода–газ, газ–нефть–вода) независимо от того, находятся они в статическом состоянии (например, капиллярно связанная вода) или принимают участие в совместной фильтрации. Величина её зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств. При фильтрации смесей коэффициент фазовой проницаемости намного меньше коэффициента абсолютной проницаемости и неодинаков для пласта в целом.

5. Функция Баклея-Леверетта ( $f(S_i)$ ) – определяет полноту вытеснения и характер распределения насыщенности по пласту. Характеризует долю воды в фильтрационном потоке жидкости в произвольном сечении двухфазной зоны фильтрации. В поверхностных условиях  $f$  равна коэффициенту обводненности.

Задачи повышения нефте – и газоконденсатоотдачи в значительной степени сводятся к применению таких воздействий на пласт, которые в конечном счете изменяют вид функции Баклея – Леверетта в направлении увеличения полноты вытеснения.

6. Водонасыщенность на фронте вытеснения ( $S_{\text{ф}}$ ) – содержание воды в коллекторе на подвижном фронте вытеснения нефти водой. Фронт постепенно движется от нагнетательной скважины (контура питания) до добывающей скважины (галереи скважин)

7. Период безводной добычи нефти ( $t^*$ ) – период разработки месторождения, характеризующийся полным отсутствием добычи воды из добывающих скважин. Обводненность продукции в данный период равно нулю.

8. Эффективная мощность пласта ( $h_{\text{эф}}$ ) – суммарная толщина всех прослоев в пределах пласта, характеризующихся признаками коллекторов, то есть  $h_{\text{эф}} = h_{\text{пл}} - h_{\text{вк}}$ , где  $h_{\text{пл}}$  – общая толщина пласта,  $h_{\text{вк}}$  – суммарная толщина прослоев неколлекторов в пласте. При подсчете запасов нефти и газа для каждого продуктивного разреза обосновываются признаки и критерии коллекторов и неколлекторов. Минимальная толщина прослоев-коллекторов, выделяемых по материалам ГИС, равна 0,4 м.

9. Текущий коэффициент нефтеотдачи ( $K_{\text{н.о.}}^{\text{тек}}$ ) – понимается отношение добытого из пласта количества нефти па определенную дату к балансовым (геологическим) ее запасам. Текущая нефтеотдача возрастает во времени по мере извлечения из пласта нефти. Конечный коэффициент нефтеотдачи - это отношение извлеченных запасов нефти (добытого количества нефти за весь срок разработки) к балансовым запасам. Проектный коэффициент нефтеотдачи отличается от конечного (фактического) тем, что он обосновывается и планируется при подсчете запасов нефти и проектировании разработки.

10. Обводненность ( $n_{\text{в}}$ ) – отношение дебита воды к суммарному дебиту нефти и воды. Этот показатель изменяется во времени от нуля до единицы. Обводненность способствует образованию эмульсии (механической смеси двух нерастворимых жидкостей: нефти и воды). Присутствие в нефти даже 0,1 % воды приводит к интенсивному ее вспениванию в ректификационных колоннах,



нарушая технологию переработки.

11. Годовой водонефтяной фактор (*ВНФ*) – отношение текущих значений добычи воды к нефти на данный момент разработки месторождения, измеряется в м<sup>3</sup>/т. Этот параметр, показывающий, сколько объемов воды добыто на 1 тонну полученной нефти, является косвенным показателем эффективности разработки. Темп его увеличения зависит от темпа отбора жидкости. При разработке залежей маловязких нефтей в конечном итоге отношение объема добытой воды к добыче нефти достигает единицы, а для вязких нефтей увеличивается до 5 - 8 м<sup>3</sup>/т и, в некоторых случаях, достигает 20 м<sup>3</sup>/т [10].

### Порядок расчета.

1. Определяется водонасыщенность пласта к моменту завершения разработки месторождения:

$$S_{\text{в.ост}} = 1 - S_{\text{н.ост}} \quad (3)$$

2. Определяется интервал  $\Delta S$ :

$$\Delta S_i = \frac{S_{\text{в.ост}} - S_{\text{св}}}{20} \quad (4)$$

3. Определяются фазовые проницаемости:

$$K_g = \left( \frac{S_i - S_{\text{св.в}}}{1 - S_{\text{св.в}}} \right)^{n_1} \quad (5)$$

$$K_n = \left( \frac{1 - S_{\text{н.ост}} - S_i}{1 - S_{\text{н.ост}} - S_{\text{св.в}}} \right)^{n_2} \quad (6)$$

4. Определяется функция Баклея-Леверетта:

$$f(S_i) = \frac{K_B(S_i)}{K_B(S_i) + \frac{\mu_B}{\mu_H} K_H(S_i)} \quad (7)$$

5. Определяются значения производной [11] функции Баклея-Лeverетта:

$$f'(S_i) = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{f(S_i) - f(S_{i-1})}{S_i - S_{i-1}} \quad (8)$$

6. Заполняется табл. 1.

Таблица 1

Таблица расчета значений  $f'(S_i)$

N	$S_i$	$K_B(S_i)$	$K_H(S_i)$	$f(S_i)$	$f'(S_i)$
1	0,15	0,0000	1,0000	0,0000	0,0000
-	-	-	-	-	-
30	0,71	0,0062	0,8212	0,0162	0,4343

7. Строится график зависимости  $f(S_i)$  (рис. 3).

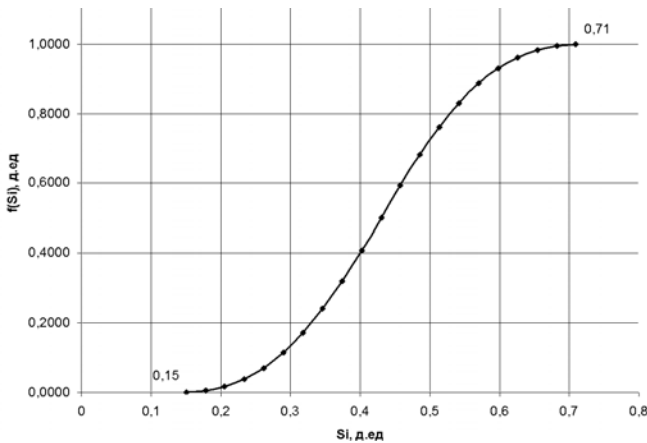


Рис. 3. График  $f(S_i)$

8. На графике проводится касательная от  $S_{CB}(0,15;0)$  к функции и

находится насыщенность на фронте вытеснения ( $S_{\phi}$ ). Более точно определить  $S_{\phi}$  можно из уравнения:

$$S_{\phi} = S_{св} + \frac{f(S_{\phi})}{f'(S_{\phi})} \quad (9)$$

9. Определяется значение производной функции Баклея-Левретта для значения  $S_{\phi}$ .

$$f'(S_{\phi}) = \frac{f(S_{\phi}) - f(S_{св})}{S_{\phi} - S_{св}} \quad (10)$$

10. Определяется время безводной эксплуатации месторождения.

$$t^* = \frac{m \cdot b \cdot l \cdot h_{\text{эф}}}{q \cdot f'(S_{\phi})}, \quad (11)$$

где  $h_{\text{эф}} = K_{\text{оХВ}} \times h$ .

11. При  $t > t^*$  предполагают, что фронт вытеснения водой существует как фиктивный.

$$\frac{f'(S_i)}{f'(S_{\phi})} = \frac{t^*}{t} \Rightarrow f'(S_i) = \frac{t^* \cdot f'(S_{\phi})}{t} \quad (12)$$

12. Строится график зависимости  $f'(S_i)$ .

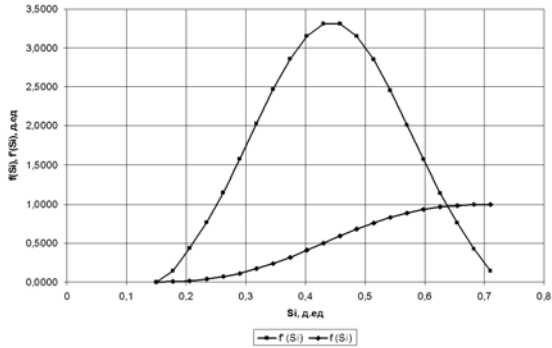


Рис. 4. График  $f(S_i)$

13. Находится суточный объем добычи нефти ( $q_n$ ) и воды ( $q_v$ ).

$$q_n = \frac{q}{2} \cdot (1 - n_{vi}) \quad (13)$$

$$q_v = \frac{q}{2} \cdot n_{vi} \quad (14)$$

14. Находится годовая добыча нефти и воды.

$$Q_n = q_n \cdot 365 \quad (15)$$

$$Q_v = q_v \cdot 365 \quad (16)$$

16. Находится накопленная добыча нефти и воды.

$$Q_{n, \text{нак}} = \sum Q_{ni} \quad (17)$$

$$Q_{v, \text{нак}} = \sum Q_{vi} \quad (18)$$

17. Определяется текущий коэффициент нефтеотдачи.

$$K_{\text{н.о.}}^{\text{тек}} = \frac{Q_{\text{н.нак.}}}{V_{\text{геол.з.}}} \quad (19)$$

18. Заполняется табл. 2.

Таблица 2

Таблица расчета значений технических параметров одного элемента

t	f' (S cp)	S cp	f(S cp)	q	q н	q в	п в	Q н	Q в	Q н.нак	Q в.нак	К н.о(тек)
Разработка элемента за безводный период												
Разработка элемента в период обводненности												

19. Определяется динамику добычи нефти по всему месторождению с учётом того, что оно вводится в разработку за R лет по N элементу (рис. 5).

**Динамика добычи нефти по всему мес-нию с учётом, что оно вводится в разработку за R лет по N элементу**

t/R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Qн(мест)
1	821250,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	821250,00
5	821250,00	821250,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1642500,00
10	821250,00	821250,00	821250,00	-	-	-	-	-	-	-	2463750,00
15	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	-	-	-	-	-	-	3285000,00
20	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	-	-	-	-	-	4106250,00
25	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	-	-	-	-	4927500,00
26,5	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	-	-	-	5748750,00
30	89603,25	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	-	-	5838353,25
35	59155,29	89603,25	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	-	5897508,54
40	39322,46	59155,29	89603,25	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	5936831,00
45	26067,82	39322,46	59155,29	89603,25	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	5141648,82
50	17042,67	26067,82	39322,46	59155,29	89603,25	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	4337441,50
55		17042,67	26067,82	39322,46	59155,29	89603,25	821250,00	821250,00	821250,00	821250,00	3516191,50
60			17042,67	26067,82	39322,46	59155,29	89603,25	821250,00	821250,00	821250,00	2694941,50
65				17042,67	26067,82	39322,46	59155,29	89603,25	821250,00	821250,00	1873691,50
70					17042,67	26067,82	39322,46	59155,29	89603,25	821250,00	1052441,50
75						17042,67	26067,82	39322,46	59155,29	89603,25	231191,50
80							17042,67	26067,82	39322,46	59155,29	141588,24
85								17042,67	26067,82	39322,46	82432,95
90									17042,67	26067,82	43110,49
95										17042,67	17042,67

Рис. 5. Динамика добычи нефти по всему месторождению

20. Определяется динамику добычи воды по всему месторождению с учётом того, что оно вводится в разработку за R лет по N элементу (рис. 6).

Динамика добычи воды по всему месторождению с учётом, что оно вводится в разработку за R лет по N элементу											
t/R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Qн(мест)
1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00
5	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00
10	0	0	0	-	-	-	-	-	-	-	0,00
15	0	0	0	0	-	-	-	-	-	-	0,00
20	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	0,00
25	0	0	0	0	0	0	-	-	-	-	0,00
26,5	0	0	0	0	0	0	0	-	-	-	0,00
30	731646,747	0	0	0	0	0	0	0	-	-	731646,75
35	762094,709	731646,75	0	0	0	0	0	0	0	-	1493741,46
40	781927,543	762094,71	731646,75	0	0	0	0	0	0	0	2275669,00
45	795182,18	781927,54	762094,71	731646,7	0	0	0	0	0	0	3070851,18
50	804207,326	795182,18	781927,54	762094,7	731646,7	0	0	0	0	0	3875058,50
55		804207,33	795182,18	781927,5	762094,7	731646,75	0	0	0	0	3875058,50
60			804207,33	795182,2	781927,5	762094,71	731646,75	0	0	0	3875058,50
65				804207,3	795182,2	781927,54	762094,71	731646,747	0	0	3875058,50
70					804207,3	795182,18	781927,54	762094,709	731646,747	0	3875058,50
75						804207,33	795182,18	781927,543	762094,709	731646,75	3875058,50
80							804207,33	795182,18	781927,543	762094,71	3143411,76
85								804207,326	795182,18	781927,54	2381317,05
90									804207,326	795182,18	1599389,51
95										804207,33	804207,33

Рис. 6. Динамика добычи воды по всему месторождению

21. Определяется обводнённость для месторождения в целом.

$$n_b = \frac{Q_b}{Q_n + Q_b} \quad (20)$$

22. Определяется годовой водонефтяной фактор.

$$ВНФ = \frac{Q_b}{Q_n} \quad (21)$$

23. Рассчитывается текущий коэффициент нефтеотдачи для всего месторождения.

$$K_{н.о.}^{м.тек} = \frac{Q_{н.нак.м.}}{V_{геол.м.}} \quad (22)$$

24. Заполняется таблица, показанная на рис. 7.

t	Qн(мест)	Qв(мест)	Qж(мест)	п в	ВНФ	(мест) Qн.нак	(мест) Qв.нак	Сум(ВНФ)	К н.о(тек)
1	821250,00	0,00	821250,00	0,00	0,00	821250,00	0,00	0,00	0,0020
5	1642500,00	0,00	1642500,00	0,00	0,00	2463750,00	0,00	0,00	0,0059
10	2463750,00	0,00	2463750,00	0,00	0,00	4927500,00	0,00	0,00	0,0118
15	3285000,00	0,00	3285000,00	0,00	0,00	8212500,00	0,00	0,00	0,0197
20	4106250,00	0,00	4106250,00	0,00	0,00	12318750,00	0,00	0,00	0,0296
25	4927500,00	0,00	4927500,00	0,00	0,00	17246250,00	0,00	0,00	0,0414
26,5	5748750,00	0,00	5748750,00	0,00	0,00	22995000,00	0,00	0,00	0,0552
30	5838353,25	731646,75	6570000,00	0,11	0,13	28833353,25	731646,75	0,03	0,0692
35	5897508,54	1493741,46	7391250,00	0,20	0,25	34730861,80	2225388,20	0,06	0,0834
40	5936831,00	2275669,00	8212500,00	0,28	0,38	40667692,80	4501057,20	0,11	0,0976
45	5141648,82	3070851,18	8212500,00	0,37	0,60	45809341,62	7571908,38	0,17	0,1100
50	4337441,50	3875058,50	8212500,00	0,47	0,89	50146783,12	11446966,88	0,23	0,1204
55	3516191,50	3875058,50	7391250,00	0,52	1,10	53662974,61	15322025,39	0,29	0,1288
60	2694941,50	3875058,50	6570000,00	0,59	1,44	56357916,11	19197083,89	0,34	0,1353
65	1873691,50	3875058,50	5748750,00	0,67	2,07	58231607,61	23072142,39	0,40	0,1398
70	1052441,50	3875058,50	4927500,00	0,79	3,68	59284049,10	26947200,90	0,45	0,1423
75	231191,50	3875058,50	4106250,00	0,94	16,76	59515240,60	30822259,40	0,52	0,1429
80	141588,24	3143411,76	3285000,00	0,96	22,20	59656828,84	33965671,16	0,57	0,1432
85	82432,95	2381317,05	2463750,00	0,97	28,89	59739261,79	36346988,21	0,61	0,1434
90	43110,49	1599389,51	1642500,00	0,97	37,10	59782372,29	37946377,71	0,63	0,1435
95	17042,67	804207,33	821250,00	0,98	47,19	59799414,96	38750585,04	0,65	0,1436

Рис. 7. Технические показатели разработки месторождения

26. Строятся график зависимости  $Q_n$ ,  $Q_v$ ,  $Q_j$ ,  $K_{н.о.}(тек)$  от t

#### 4. РЕШЕНИЕ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ В MICROSOFT EXCEL

Для примера были взяты следующие исходные данные.

**Задача 1.**  $S_n$  – треугольное распределение. Минимум – 26 млн.м<sup>3</sup>, максимум – 28 млн.м<sup>3</sup>, вероятное значение – 27 млн.м<sup>3</sup>.  $v$  – с равной вероятностью принимает одно из следующих значений: 270, 271, 300, 275, 279, 289, 300, 293, 294, 295, 315, 321, 325, 326, 330 м.  $l$  – с равной вероятностью принимает одно из следующих значений: 270, 272, 273, 276, 300, 290, 292, 294, 296, 300, 301, 305, 311, 315, 330 м.  $h$  – равномерное распределение от 9 до 11 м.  $m$  – равномерное распределение от 0,17 до 0,19.  $S_{св.в.}$  – треугольное распределение. Минимум – 0,16, максимум – 0,2, вероятное значение – 0,18.

**Задачи 2-3.** Период ввода в разработку ( $R$ ) – 12 лет. Остаточная нефтенасыщенность ( $S_{н.ост.}$ ) – 0,26 ед. Вязкость нефти ( $\mu_n$ ) – 3,2 мПа×с. Вязкость воды ( $\mu_v$ ) – 1,2 мПа×с. Коэффициент охвата пласта заводнением ( $K_{охв}$ ) – 0,87 ед. Коэффициент зависимости фазовой проницаемости нефти от фильтрационно-емкостных свойств коллектора ( $n_1$ ) – 1,93 ед. Коэффициент зависимости фазовой проницаемости воды от фильтрационно-емкостных свойств коллектора ( $n_2$ ) – 1,93 ед. Норма отбора жидкости из одной скважины ( $q$ ) – м<sup>3</sup>/сут. Шаг расчета водонасыщенности ( $n$ ) – 30.

##### 4.1. РАСЧЕТ ОБЪЕМА ЗАПАСОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1. Необходимо сформировать таблицу с исходными данными (рис. 8). Таблица формируется исходя из того, каким образом в задании определен каждый параметр.

2. Для каждого параметра выполняется одинаковое количество «розыгрышей» (не менее 5000). В зависимости от способа распределения, определяется порядок организации розыгрышей. Необходимо помнить, что при использовании функции СЛЧИС() и СЛУЧМЕЖДУ() значения будут постоянно пересчитываться, если не сохранить их в виде простых чисел. Альтернативным вариантом является использование инструмента «Генерация случайных чисел»,



который находится в надстройке «Анализ данных».

К	L	M	N	O	P	Q	R	S
№	Распределение	Параметры	Параметры					Начальная волонаשמность, д. ед.
			Площадь нефтеносности месторождения, м2	Длина элемента однорядной схемы, м	Ширина элемента однорядной схемы, м	Толщина пласта, м	Коэффициент пористости, д. ед.	
2								
3	1	Значение 1	-	270	270	-	-	-
4	2	Значение 2	-	271	272	-	-	-
5	3	Значение 3	-	300	273	-	-	-
6	4	Значение 4	-	275	276	-	-	-
7	5	Значение 5	-	279	300	-	-	-
8	6	Значение 6	-	289	290	-	-	-
9	7	Значение 7	-	300	292	-	-	-
10	8	Значение 8	-	293	294	-	-	-
11	9	Значение 9	-	294	296	-	-	-
12	10	Значение 10	-	295	300	-	-	-
13	11	Значение 11	-	315	301	-	-	-
14	12	Значение 12	-	321	305	-	-	-
15	13	Значение 13	-	325	311	-	-	-
16	14	Значение 14	-	326	315	-	-	-
17	15	Значение 15	-	330	330	-	-	-
18	16	Треугольное распределение	Минимальное значение	26000000	-	-	-	0,16
19	17		Максимальное значение	28000000	-	-	-	0,2
20	18		Вероятное значение	27000000	-	-	-	0,18
21	19	Равномерное распределение	Минимальное значение	-	-	9	0,17	-
22	20		Максимальное значение	-	-	11	0,19	-

Рис. 8. Исходные данные для расчета объема геологических запасов

2.1. Если параметр задан равномерным распределением, то для организации розыгрышей достаточно использовать функцию СЛУЧМЕЖДУ() (рис. 9).

	AL	AM	AN	AO
38	<i>h</i>	Медиана	<i>m</i>	Медиана
39	10,1	10	0,18	0,18
40	10,6		0,17	
41	9,2		0,19	
42	9,3		0,19	
43	9,1		0,17	
44	9,7		0,19	
45	10,6		0,17	
46	10,4		0,17	
47	10,4		0,17	
48	9,5		0,18	
49	10,3		0,18	
50	10,2		0,19	
51	9,3		0,19	
52	10,6		0,19	
53	10,5		0,19	
54	10,5		0,18	
55	10,4		0,18	

Рис. 9. Случайные значения толщины пласта и коэффициента пористости

2.2. Если параметр задан перечнем конкретных значений, то все значения нумеруются в порядке возрастания, а случайное число загадывается между минимальным и максимальным порядковым номером. Исходя из разыгранного числа, выбирается соответствующее значение (рис. 10), например, с помощью функции ВПР().

	АИ	АJ	АK
38	6	Мода	l
39	300	300	292
40	321		294
41	321		292
42	275		301
43	330		290
44	270		296
45	300		270
46	289		272
47	270		292
48	275		300
49	300		290
50	325		300
51	330		315
52	330		301
53	315		315
54	325		292
55	300		270
56	295		311
57	270		330

Рис. 10. Случайные значения длины и ширины элемента

2.3. Если параметр задан треугольным распределением, то сначала формируется столбец случайных значений с помощью функции СЛЧИС(), которая загадывает равномерно распределенное случайное число от 0 до 1. Расчет фактического значения параметра ( $X$ ) для каждого розыгрыша (рис. 11) определяется по следующей формуле:

$$X = \begin{cases} a + \sqrt{U \cdot (b-a) \cdot (c-a)} & \text{при } 0 < U < \frac{c-a}{b-a} \\ b - \sqrt{(1-U) \cdot (b-a) \cdot (b-c)} & \text{при } \frac{c-a}{b-a} \leq U < 1 \end{cases}, \quad (23)$$

где  $X$  – значение параметра;  $a$  – минимальное значение;  $b$  – максимальное значение;  $c$  – вероятное значение;  $U$  – равномерно

распределенное случайное число от 0 до 1.

	AE	AF	AG	AP	AQ	AR
38	Сл.чис.	$S_H$	Медиана	Сл.чис	$S_{св.в}$	Медиана
39	0,233	26682290	<b>27000000</b>	0,557	0,1812	<b>0,18</b>
40	0,617	27125335		0,681	0,184	
41	0,733	27269455		0,759	0,1861	
42	0,206	26642420		0,108	0,1693	
43	0,086	26414380		0,025	0,1645	
44	0,664	27179855		0,860	0,1894	
45	0,893	27537283		0,357	0,1769	
46	0,883	27516072		0,310	0,1758	
47	0,791	27353457		0,133	0,1703	
48	0,256	26715297		0,371	0,1772	
49	0,976	27782363		0,201	0,1727	
50	0,860	27471104		0,222	0,1733	
51	0,141	26530418		0,973	0,1953	
52	0,079	26397159		0,661	0,1835	
53	0,865	27480403		0,266	0,1746	
54	0,104	26456923		0,943	0,1932	
55	0,714	27243188		0,351	0,1768	
56	0,559	27060907		0,987	0,1968	
57	0,368	26857818		0,135	0,1704	

Рис. 11. Случайные значения начальной водонасыщенности и площади нефтеносности

3. Выполняется расчет объема геологических запасов одного элемента (рис. 12) по следующей формуле 1.

	M	N	O	P	Q	R	S
38	Вг.э., м3	от	до	Диапазон	Частота	Вероятность накопленная, %	Вероятное значение
39	117 130	92 114	97 671	[92114;97671]	4	0,29	132 840
40	121 142	97 671	103 228	[97671;103228]	21	1,91	Среднеквадратичное отклонение (S)
41	138 572	103 228	108 785	[103228;108785]	41	5,27	
42	134 012	108 785	114 342	[108785;114342]	63	10,66	2S
43	137 834	114 342	119 899	[114342;119899]	135	22,81	29 623
44	135 023	119 899	125 456	[119899;125456]	130	35,05	Доля значение в диапазоне +/- 2S
45	120 750	125 456	131 013	[125456;131013]	136	48,42	
46	120 100	131 013	136 570	[131013;136570]	153	64,12	
47	139 165	136 570	142 127	[136570;142127]	102	75,03	
48	126 479	142 127	147 684	[142127;147684]	82	84,10	
49	118 225	147 684	153 241	[147684;153241]	57	90,68	
50	144 342	153 241	158 798	[153241;158798]	35	94,86	
51	143 864	158 798	164 355	[158798;164355]	27	98,20	
52	145 799	164 355	169 912	[164355;169912]	10	99,47	
53	106 275	169 912	175 473	[169912;175473]	4	100,00	
54	128 135						
55	120 104						
56	134 085						
57	137 031						

Рис. 12. Расчет объема геологических запасов одного элемента

Столбцы N и O построены для формирования диапазонов в столбце P. Расчет частоты в столбце Q может осуществляться с помощью функции ЧАСТОТА(), для которой требуется только столбец «до», либо путем прямого подсчета количества значений, попадающий в соответствующий диапазон. Накопленная вероятность рассчитывается, как сумма частотей, соответствующая всем вышеперечисленным диапазонам. Вероятное значение соответствует среднему значению Вг.э. На основе столбцов P-R строится смешанная диаграмма распределения частот и накопленной вероятности (рис. 13).

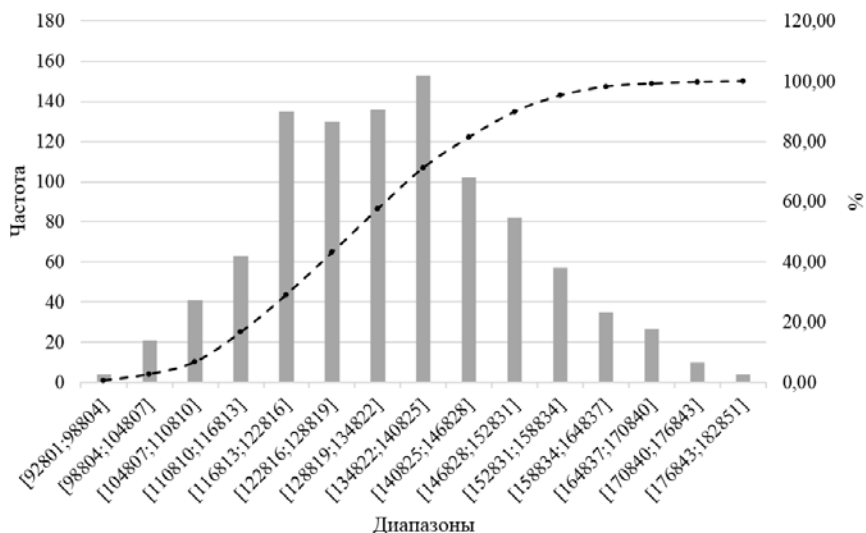


Рис. 13. Диаграмма распределения частот и накопленной вероятности для геологических запасов элемента

4. Аналогичные таблица и диаграмма строятся для объема геологических запасов для всего месторождения (рис. 14), который рассчитывается по формуле 2.

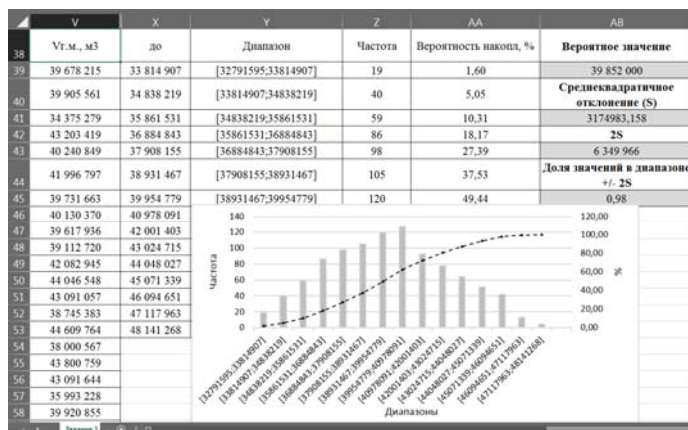


Рис. 14. Диаграмма распределения частот и накопленной вероятности для месторождения

## 4.2. РАСЧЕТ ПЕРИОДА БЕЗВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На данном этапе, все значения исходных параметров, заданные диапазонами значений, принимаются равными наиболее вероятному из возможных вариантов (равномерного распределений – *медианное значение*, для треугольного распределения – *наиболее вероятное значение* (исходные данные), для перечня конкретных значений – *мода*).

1. В первую очередь следует составить таблицу с исходными данными для расчетов (рис. 15) на отдельном листе. Параметры 1-3 и 6-8 подставляются из таблицы, составленной на основе моделирования объема запасов месторождения. Все последующие расчеты выполняются на отдельных листах с названиями «Задача 2» и «Задача 3».

В рамках формирования таблицы с исходными данными, рассчитывается значение  $N$ , которое равно частному от деления  $S_{\text{нн}}$  на площадь одного элемента ( $b \times l$ ) и на значение  $R$ .

2. Согласно формулам 3 и 4 выполняется расчет водонасыщенности пласта к моменту завершения разработки и интервал  $\Delta S$  (рис. 16).

№	Параметр	Обозн.	Ед. изм.	Вариант
1	Площадь нефтеносности месторождения	$S_{\text{н}}$	м2	27000000
2	Длина элемента однорядной схемы	$l$	м	300
3	Ширина элемента однорядной схемы	$b$	м	300
4	Период ввода в разработку	$R$	лет	12
5	Ежегодный ввод элементов	$N$	ед	25
6	Толщина пласта	$h$	м	10
7	Коэффициент пористости	$m$	ед	0,18
8	Начальная водонасыщенность	$S_{\text{св.в}}$	ед	0,18
9	Остаточная нефтенасыщенность	$S_{\text{н.ост}}$	ед	0,26
10	Вязкость нефти	$M_{\text{н}}$	мПа·с	3,2
11	Вязкость воды	$M_{\text{в}}$	мПа·с	1,2
12	Коэффициент охвата пласта заводнением	$K_{\text{оха}}$	ед	0,87
13	Коэффициент зависимости фазовой проницаемости нефти от $\sigma$	$n1$	ед	1,93
14	Коэффициент зависимости фазовой проницаемости воды от $\sigma$	$n2$	ед	1,93
15	Норма отбора жидкости из одной скважины	$q$	м3/сут	100
16	Шаг расчета насыщенности	$n$	-	30

Рис. 15. Исходные данные для выполнения задач 2 и 3

№	Параметр	Обозн	Ед изм	1
1	Водонасыщенность пласта к моменту завершения разработки	Св.ост	д.ед.	0,74
2	Интервал $\Delta S$	$\Delta S$	д.ед.	0,018666667

Рис. 16. Расчет интервала изменения и предельного значения водонасыщенности

Отметим, что на практике, шаг расчета водонасыщенности может быть принят произвольный, однако, чем меньше его значение, тем точнее будут результаты итоговых расчетов.

3. Заполняется таблица, представленная на рис 17.

Шаг	Значения				
	$S_i$	Кв	Кн	$f(S_i)$	$f'(S_i)$
	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.
0	0,18	0	1	0	0
1	0,1987	0,0007	0,9367	0,0019	0,1028
2	0,2173	0,0026	0,8753	0,0078	0,3139
3	0,2360	0,0056	0,8160	0,0181	0,5508
4	0,2547	0,0098	0,7587	0,0333	0,8174
5	0,2733	0,0151	0,7034	0,0541	1,1130
...	...	...	...	...	...
26	0,6653	0,3634	0,0205	0,9793	0,7058
27	0,6840	0,3909	0,0117	0,9889	0,5111
28	0,7027	0,4193	0,0054	0,9952	0,3410
29	0,7213	0,4487	0,0014	0,9988	0,1931
30	0,7400	0,4790	0,00	1,00	0,0630

Рис. 17. Расчет  $f(S_i)$  и  $f'(S_i)$

3.1. Столбец со значениями водонасыщенности ( $S_i$ ), в котором разница между  $S_i$  и  $S_{i+1}$  равна интервалу  $\Delta S$ . Значение растет до тех пор, пока не достигнет значения водонасыщенности пласта к моменту завершения его разработки.

Округление значений в рабочих таблицах выполняется, как правило, до второго-четвертого знака после запятой. При этом, в большинстве случаев, не рекомендуется использовать функцию ОКРУГЛ(), так как она оказывает влияние на дальнейшие расчеты. Вместо этого возможно изменение формата ячеек (контекстное меню ячеек – «Формат ячеек» - «Числовой» - «Число десятичных знаков») [12].

3.2. Значения в столбцах фазовой проницаемости воды (Кв) и нефти (Кн) рассчитываются по формулам 5 и 6.

Значение  $K_n$  в последнем периоде принимается равным нулю. Прямой расчет может привести к возникновению ошибки #ЧИСЛО из-за появления отрицательного подкоренного выражения. Причина появления этой ошибки заключается в наличии погрешности при проведении расчетов в MS Excel, из-за которой последнее по порядку значение  $S_i$ , рассчитанное через  $\Delta S$ , может превышать ожидаемое значение на миллионные доли единицы.

3.3. Строится график зависимостей  $K_n$  и  $K_v$  от  $S_i$  (рис. 18).

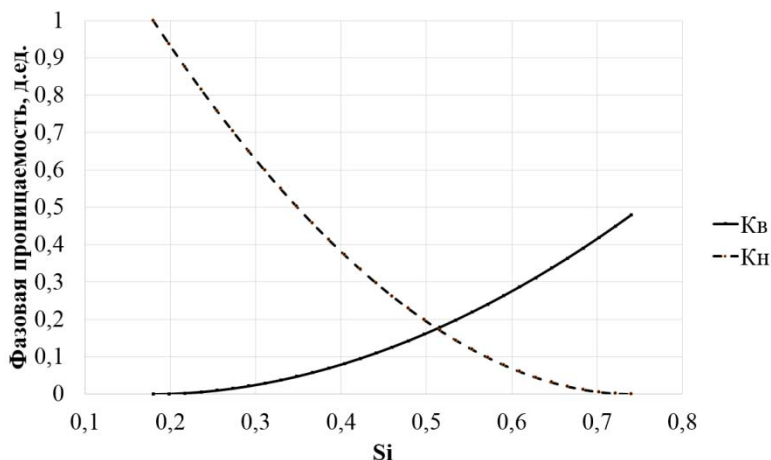


Рис. 18. Зависимость  $K_n$  и  $K_v$  от  $S_i$

3.4. Рассчитываются значения функции Баклея-Леверетта и ее производной по формулам 7 и 8, соответственно.

4. Как указано в теоретической части, насыщенность на фронте вытеснения ( $S_\phi$ ) может быть определена на основе графического метода, путем проведения касательной. Однако такой подход менее точен, чем аналитический расчет. Исходя из формулы 9 можно сказать, что искомое значение  $S_\phi$  будет достигнуто тогда, когда:

$$F(S_\phi) = S_{св} + \frac{f(S_\phi)}{f'(S_\phi)} - S_\phi = 0 \quad (24)$$

Учитывая это, строится таблица значений функции  $F(S_i)$  для определения точки смены знака (точки, в которой  $S_i=S_\phi$ ).



На рис. 19 видно, что значение  $S_{\phi}$  должно лежать между значениями 0,5533 и 0,5720. Зная это, значение  $S_{\phi}$  можно вычислить по пропорции, в результате чего получаем  $S_{\phi}=0,5602$ .

	F	N
7	Si	
8	д.с.д.	Точка смены знака
9	0,18	
10	0,1987	
11	0,2173	-0,012553719
12	0,2360	-0,023210647
13	0,2547	-0,033905675
28	...	...
29	0,5347	-0,057577777
30	0,5533	-0,019759875
31	0,5720	0,03361243
32	0,5907	0,108229988
33	0,6093	0,21272067
34	0,6280	0,360853165
40	...	...
41	0,7400	15,30051304
42		

Рис. 19. Определение точки смены знака функции

5. От полученного значения  $S_{\phi}$  выполняется расчет фазовой проницаемости воды, нефти, а также значение функции Баклея-Левретта (рис. 20).

Q	
	S $\phi$
6	
7	0,56024424
8	K $\psi$ (S $\phi$ )
9	0,226913413
10	K $\eta$ (S $\phi$ )
11	0,111566791
12	f(S $\phi$ )
13	0,844325963
14	

Рис. 20. Расчет  $f(S_\phi)$

Таким образом, имеем две точки, по которым должна строиться «касательная» к графику  $f(S_i)$ , а именно, общая «начальная» точка  $(0,18;0)$  и точка касания при  $S_i=S_\phi$   $(0,5602;0.8443)$ . На основе значений координат этих двух точек определяются неизвестные коэффициенты линейного уравнения  $b$  и  $k$  [13]. После этого строится таблица значений для построения графика касательной, помимо которой на диаграмме необходимо отобразить  $f(S_i)$  и  $f'(S_i)$  (рис. 21).

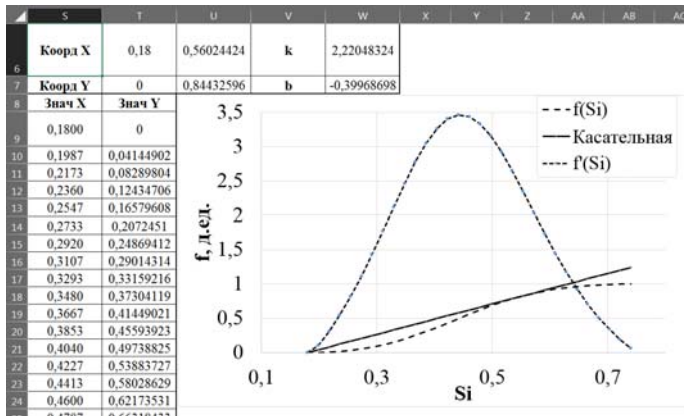


Рис. 21. Построение касательной к графику  $f(S_i)$

### 4.3. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1. В первую очередь рассчитываются дифференциал функции Баклея-Левретта при  $S_i=S_\phi$  (формула 10), эффективная толщина пласта (формула 11), а также время безводной эксплуатации в днях и годах (формула 11). Результаты расчетов показаны на рис. 22.

	C	D	E	F
1	Параметр	Ед. изм.	Обознач.	Знач
2	Дифференциал ф-ии от Sф	ед.		2,22
3	Эффективная толщина пласта	м.	hэф	8,70
4	Время безводной эксплуатации	дней	t*	1 269,45
5	Время безводной эксплуатации	лет	t*	3,48

Рис. 22. Расчет времени безводной эксплуатации

Отметим, что при расчете времени безводной эксплуатации, значение нормы отбора жидкости из одной скважины должно быть разделено на 2, так как, согласно однорядной системе разработки, каждая скважина работает на два рядом расположенных блока (условно по  $\frac{1}{2}$  скважин на каждый элемент разработки).

2. Заполняется таблица показателей разработки одного элемента. Для удобства рассмотрения, таблица разбита на несколько рисунков. На рис. 23 максимальное значение  $t$  изначально не известно, в связи с этим, его можно принять произвольным, например, равным 50. Значение в ячейке G21 соответствует окончанию периода безводной эксплуатации.

Далее рассчитывается  $f(S_i)$  (формула 12) для каждого периода  $t$ . В первые 3 года  $f(S_i)=0$ , так как это безводный период разработки месторождения (добыча воды полностью отсутствует и происходит добыча только нефти), а функция  $f(S_i)$  численно соответствует обводненности.

Подбор значений  $S_i$  представляет наибольшую сложность при заполнении рассматриваемой таблицы. В безводный период  $S_i$  принимается равной начальной водонасыщенности. В момент окончания периода безводной эксплуатации (в примере – 3,48 лет),

$S_i = S_\phi$ . Расчет дальнейших значений  $S_i$  и  $f(S_i)$  можно осуществлять либо графическим, либо аналитическим методом. Изначально эти значения можно принять равными  $S_\phi$ .

	G	H	I	J	V	W
15	<b>t</b>	<b>f(S<sub>i</sub>)</b>	<b>S<sub>i</sub></b>	<b>f(S<sub>i</sub>)</b>	<b>K<sub>в</sub>(S<sub>i</sub>)</b>	<b>K<sub>н</sub>(S<sub>i</sub>)</b>
16	год	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.
17	0	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
18	1	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
19	2	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
20	3	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
21	3,48	2,22	0,56	0,84	0,23	0,11
22	4	1,93	0,56	0,84	0,23	0,11
23	5	1,54	0,56	0,84	0,23	0,11
24	6	1,29	0,56	0,84	0,23	0,11
25	7	1,10	0,56	0,84	0,23	0,11
26	8	0,97	0,56	0,84	0,23	0,11
27	9	0,86	0,56	0,84	0,23	0,11

Рис. 23. Исходная таблица для подбора  $S_i$  через «Поиск решения»

Графический метод основывается на использовании графиков  $f(S_i)$  и  $f'(S_i)$ , которые были построены при выполнении Задачи 2 (рис. 24).

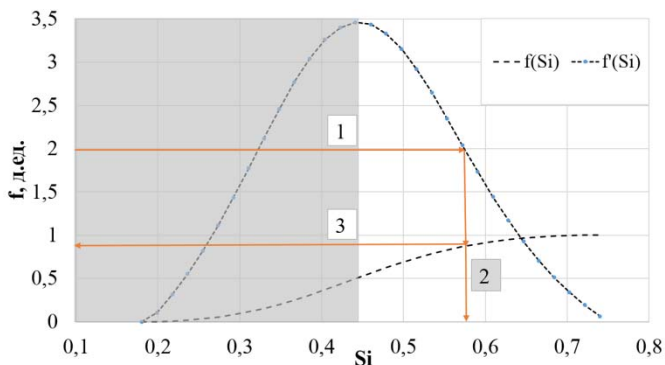


Рис. 24. Графический метод определения  $S_i$

Серая область обозначает те части графика, которые не участвуют при определении значений  $S_i$  и  $f(S_i)$ . В общем виде, порядок применения графического метода можно описать в трех пунктах, отмеченных на рисунке соответствующими цифрами. 1 – нахождение на графике  $f(S_i)$  точки, которой соответствует рассчитанное значение из таблицы (столбец Н). 2 – определение значения  $S_i$  для этой точки. 3 – расчет значения  $f(S_i)$ . Несмотря на простоту, использование этого метода является *нежелательным*, в связи с наличием погрешности при построении.

Реализация аналитического метода в Ms Excel может быть организована в 3 этапа:

2.1. Построение вспомогательного графика  $f(S_i)$ . Точечная диаграмма строится по значениям столбца J (рис. 21). Для построения следует выбрать только значения второй половины графика (падение от максимального к минимальному значению) – рис. 25. После этого необходимо подобрать такую линию тренда, коэффициент достоверности аппроксимации которой будет максимально близок к единице. В MS Excel линия тренда строится на основе метода наименьших квадратов [14]. На основе уравнения линии тренда можно рассчитать вспомогательное значение  $f(S_i)$ , которое обозначим  $F'(S_i)$ .

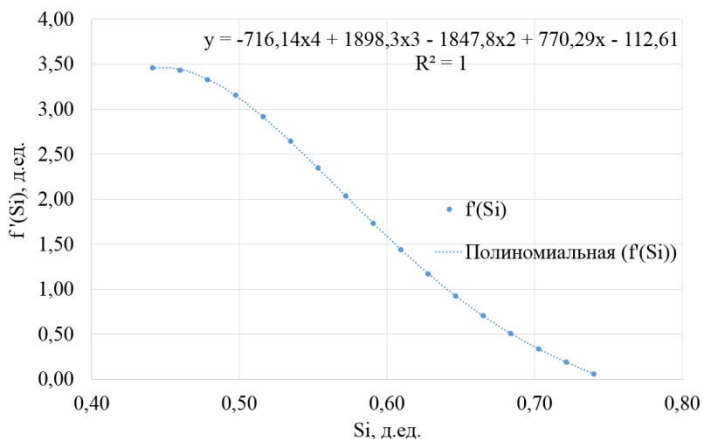


Рис. 25. Построение линии тренда для правой части графика  $f(S_i)$

2.2. Построение вспомогательной таблицы значений для использования надстройки MS Excel «Поиск решения» [15] (рис. 26), которая предполагает наличие функции (1), которую необходимо оптимизировать, изменяя некоторый массив значений (2), при наличии ряда ограничений (3). В качестве метода решения (4) следует указать «Поиск решения нелинейных задач методом ОПГ». Если надстройка «Поиск решения» отсутствует на панели Данные, то ее необходимо добавить: «Параметры MS Excel» - «Настройки» - «Управления надстройками MS Excel» - «Перейти».

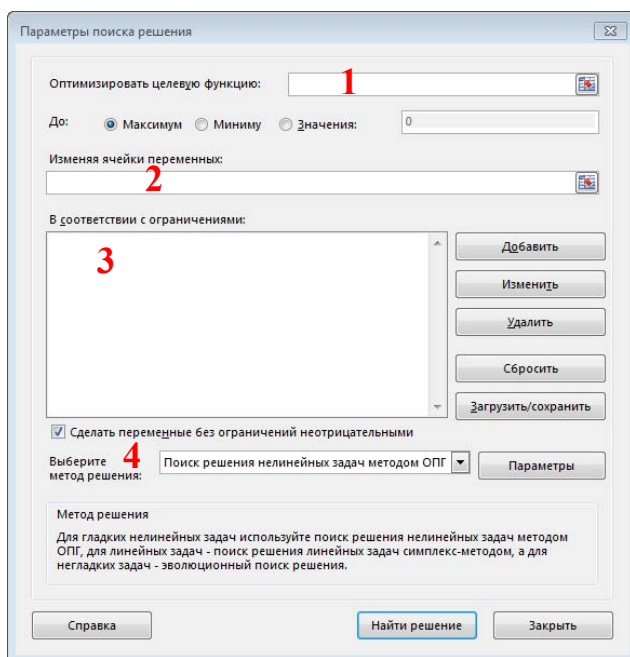


Рис. 26. Меню надстройки «Поиск решения»

Вспомогательная таблица (рис. 27) состоит из 4 столбцов (X-AA). В столбец X заносятся произвольные значения из столбца I. В столбце Y выполняется расчет  $F^n(S_i)$ , согласно формуле, полученной на основе линии тренда. В столбце Z рассчитывается модуль разницы  $F'(S_i)$  и  $f(S_i)$ . Чем ближе значение в каждой строке к нулю, тем ближе значение  $F^n(S_i)$  к  $f(S_i)$ . В ячейке Z50 указана функция,

которую необходимо оптимизировать, а именно, сумма всех значений столбца Z должна стремиться к нулю.

	G	H	I	J	U	V	W	X	Y	Z	AA
15	t	f'(Si)	Si	f(Si)	K <sub>г</sub> (Si)	K <sub>н</sub> (Si)		Изменяемое Si	F'(Si)	/ F'(Si)-f'(Si)	Условие роста Si
16	год	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.		д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.
17	0	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00					
18	1	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00					
19	2	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00					
20	3	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00					
21	3,48	2,22	0,56	0,84	0,23	0,11	0,56	2,22	0,00		
22	4	1,93	0,56	0,84	0,23	0,11	0,56	2,23	0,29	-0,00024	
23	5	1,54	0,56	0,84	0,23	0,11	0,56	2,23	0,68	0,00000	
24	6	1,29	0,56	0,84	0,23	0,11	0,56	2,23	0,94	0,00000	
25	7	1,10	0,56	0,84	0,23	0,11	0,56	2,23	1,12	0,00000	
26	8	0,97	0,56	0,84	0,23	0,11	0,56	2,23	1,26	0,00000	
27	9	0,86	0,56	0,84	0,23	0,11	0,56	2,23	1,37	0,00000	
28											
50										43,393	

Рис. 27. Вспомогательная таблица для подбора S<sub>i</sub>

В качестве ограничений необходимо указать, как минимум два условия. Во-первых, ни одно значение S<sub>i</sub> не должно быть больше водонасыщенности пласта к моменту завершения разработки месторождения. Второе ограничение указывается по столбцу AA (разница между S<sub>i</sub> и S<sub>i-1</sub>). Его суть заключается в том, что с каждым шагом значение S<sub>i</sub> должно обязательно увеличиваться по сравнению с предыдущим значением. Для реализации этого ограничения целесообразно ввести минимальную разницу между S<sub>i</sub> и S<sub>i+1</sub> ( $\varepsilon=0,001$ ). Таким образом, второе условие можно сформулировать следующим образом:

$$S_i \geq S_{i-1} + \varepsilon \quad (25)$$

2.3. После формирования таблицы и заполнения окна параметров поиска решения, запускается процесс оптимизации. По его окончании, в столбце X появятся новые значения S<sub>i</sub>, которые необходимо перенести в столбец I (рис.28).

	G	H	I	J	V	W
15	<b>t</b>	<b>f(S<sub>i</sub>)</b>	<b>Si</b>	<b>f(S<sub>i</sub>)</b>	<b>K<sub>B</sub>(S<sub>i</sub>)</b>	<b>K<sub>H</sub>(S<sub>i</sub>)</b>
16	год	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.	д.ед.
17	0	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
18	1	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
19	2	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
20	3	0,00	0,18	0,00	0,00	1,00
21	3,48	2,22	0,56	0,84	0,23	0,11
22	4	1,93	0,58	0,88	0,25	0,09
23	5	1,54	0,60	0,92	0,28	0,07
24	6	1,29	0,62	0,94	0,30	0,05
25	7	1,10	0,63	0,95	0,32	0,04
26	8	0,97	0,64	0,96	0,33	0,03

Рис. 28. Таблица с подобранными значениями  $S_i$

3. После этого заполняются оставшиеся столбцы таблицы (рис. 29). На этом этапе определяется максимальное количество лет (столбец t), которое может разрабатываться месторождение. Основным критерием является достижение  $f(S_i)$  значения 0,99. То есть, когда 99 % добываемой жидкость составляет вода, а 1 % - нефть. На практике дальнейшее увеличение обводненности месторождения делает его разработку нерентабельной.

	G	I	J	L	M	N	O	P	Q	R	S
15	<b>t</b>	<b>Si</b>	<b>f(S<sub>i</sub>)</b>	<b>qn</b>	<b>qv</b>	<b>nv</b>	<b>ΔQн</b>	<b>ΔQв</b>	<b>Qн.нак.</b>	<b>Qв.нак.</b>	<b>K</b>
16	год	д.ед.	д.ед.	м3/сут	м3/сут	м3/сут	м3	м3	м3	м3	д.ед.
17	0	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18	1	0,18	0,00	50,00	0,00	0,00	18 250,00	0,00	18 250,00	0,00	0,14
19	2	0,18	0,00	50,00	0,00	0,00	18 250,00	0,00	36 500,00	0,00	0,27
20	3	0,18	0,00	50,00	0,00	0,00	18 250,00	0,00	54 750,00	0,00	0,41
21	3,48	0,56	0,84	7,78	42,22	0,84	8 722,67	0,00	63 472,67	0,00	0,48
22	4	0,58	0,88	6,07	43,93	0,88	1 320,04	8 207,29	64 792,71	8 207,29	0,49
23	5	0,60	0,92	4,14	45,86	0,92	1 864,51	16 385,49	66 657,21	24 592,79	0,50
24	6	0,62	0,94	3,05	46,95	0,94	1 312,83	16 937,17	67 970,04	41 529,96	0,51
25	7	0,63	0,95	2,35	47,65	0,95	985,38	17 264,62	68 955,42	58 794,58	0,52
26	8	0,64	0,96	1,87	48,13	0,96	770,89	17 479,11	69 726,31	76 273,69	0,52
27	9	0,65	0,97	1,53	48,47	0,97	621,08	17 628,92	70 347,39	93 902,61	0,53

Рис. 29. Таблица с расчетными значениями параметров одного элемента



Значения в столбцах рассчитываются по следующим формулам:

3.1. Столбец L (суточная добыча нефти) – формула 13.

3.2. Столбец M (суточная добыча воды) – формула 14.

3.3. Столбец N (обводненность):

$$n_{ei} = \frac{q_{ei}}{f(S_{i-1})} \quad (26)$$

3.4. Столбец O (годовая добыча нефти) – формула 15. Следует учитывать, что в период добычи обводненной продукции, объемы суточной добычи непрерывно снижаются. В связи с этим, при выполнении расчетов рекомендуется пользоваться средними значениями  $q_n$  за период (среднее от значений на начало и конец периода).

3.5. Столбец P (годовая добыча воды) – формула 16.

3.6. Столбец Q (добыча нефти накопленным итогом) – формула 17.

3.7. Столбец R (добыча воды накопленным итогом) – формула 18.

3.8. Столбец S (текущий коэффициент нефтеотдачи) – формула 19.

4. Заполняется таблица с объемами добычи нефти по месторождению в целом (рис. 30).

G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
tR	Qн.мр., м3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
51													
52	0	0,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
53	1	456 250,00	456 250,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
54	2	912 500,00	456 250,00	456 250,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--
55	3	1 368 750,00	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--	--	--	--	--	--	--	--
56	4	1 619 817,63	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--	--	--	--	--	--	--
57	5	1 666 430,32	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--	--	--	--	--	--
58	6	1 699 250,96	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--	--	--	--	--
59	7	1 723 885,53	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--	--	--	--
60	8	1 743 157,76	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--	--	--
61	9	1 758 684,82	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--	--
62	10	1 771 474,33	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00	--
63	11	1 782 193,48	10 719,16	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00	456 250,00
64	12	1 791 304,48	9 110,99	10 719,16	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00	456 250,00
65	13	1 342 889,08	7 834,61	9 110,99	10 719,16	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63	456 250,00
66	14	893 442,50	6 803,42	7 834,61	9 110,99	10 719,16	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69	251 067,63
67	15	443 150,26	5 957,76	6 803,42	7 834,61	9 110,99	10 719,16	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64	46 612,69
68	16	197 338,13	5 255,49	5 957,76	6 803,42	7 834,61	9 110,99	10 719,16	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56	32 820,64
69	17	155 391,30	4 665,86	5 255,49	5 957,76	6 803,42	7 834,61	9 110,99	10 719,16	12 789,50	15 527,06	19 272,24	24 634,56

Рис. 30. Динамика добычи нефти по месторождению в целом

В столбце G указывается год эксплуатации месторождения без выделения периода безводной добычи. В столбце H показан суммарный объем добычи за период t. В ячейках столбцов I-T показаны объемы добычи нефти по *всем* элементам, введенным в разработку в году R, за период t.

По аналогии строится таблица с объемами добычи воды (рис. 31)

	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
t/R	Qв.вр., м3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
85														
86	0	0,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
87	1	0,00	0,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
88	2	0,00	0,00	0,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
89	3	0,00	0,00	0,00	0,00	--	--	--	--	--	--	--	--	--
90	4	205 182,37	205 182,37	0,00	0,00	0,00	--	--	--	--	--	--	--	--
91	5	614 819,68	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	0,00	--	--	--	--	--	--	--
92	6	1 038 249,04	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	--	--	--	--	--	--	--
93	7	1 469 864,47	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	--	--	--	--	--	--
94	8	1 906 842,24	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	--	--	--	--	--
95	9	2 347 565,18	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	--	--	--	--
96	10	2 791 025,67	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	--	--	--
97	11	3 236 556,52	445 530,84	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	--	--
98	12	3 683 695,52	447 139,01	445 530,84	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00	--
99	13	4 132 110,92	448 415,39	447 139,01	445 530,84	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00	0,00
100	14	4 581 557,50	449 446,58	448 415,39	447 139,01	445 530,84	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37	0,00
101	15	5 031 849,74	450 292,24	449 446,58	448 415,39	447 139,01	445 530,84	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31	205 182,37
102	16	5 277 661,87	450 994,51	450 292,24	449 446,58	448 415,39	447 139,01	445 530,84	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36	409 637,31
103	17	5 319 608,70	451 584,14	450 994,51	450 292,24	449 446,58	448 415,39	447 139,01	445 530,84	443 460,50	440 722,94	436 977,76	431 615,44	423 429,36

Рис. 31. Динамика добычи воды по месторождению в целом

5. Строится таблица с показателями разработки месторождения (рис. 32). Для столбцов I и J берутся суммарные данные из таблиц с объемами добычи нефти и воды, соответственно. Значения в столбце H численно равны сумме соответствующих значений из столбца I и J. Значения в столбцах K-P рассчитываются по формулам 20, 21, 17, 18 и 22, соответственно.

6. Строится диаграмма с динамикой годовых объемов добычи нефти, воды, жидкости и коэффициента нефтеотдачи (рис. 33).

	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
119	t, год	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup>	Q <sub>н</sub> , м <sup>3</sup>	Q <sub>в</sub> , м <sup>3</sup>	пв, д.ед.	ВНФ тек, д.ед.	Q <sub>н.нак.</sub> , м <sup>3</sup>	Q <sub>в.нак.</sub> , м <sup>3</sup>	ВНФ нак, д.ед.	η, д.ед.
120	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
121	1	456 250,00	456 250,00	0,00	0,00	0,00	456 250,00	0,00	0,00	0,01
122	2	912 500,00	912 500,00	0,00	0,00	0,00	1 368 750,00	0,00	0,00	0,03
123	3	1 368 750,00	1 368 750,00	0,00	0,00	0,00	2 737 500,00	0,00	0,00	0,07
124	4	1 825 000,00	1 619 817,63	205 182,37	0,11	0,13	4 357 317,63	205 182,37	0,05	0,11
125	5	2 281 250,00	1 666 430,32	614 819,68	0,27	0,37	6 023 747,94	820 002,06	0,14	0,15
126	6	2 737 500,00	1 699 250,96	1 038 249,04	0,38	0,61	7 722 998,91	1 858 251,09	0,24	0,19
127	7	3 193 750,00	1 723 885,53	1 469 864,47	0,46	0,85	9 446 884,43	3 328 115,57	0,35	0,24
128	8	3 650 000,00	1 743 157,76	1 906 842,24	0,52	1,09	11 190 042,20	5 234 957,80	0,47	0,28
129	9	4 106 250,00	1 758 684,82	2 347 565,18	0,57	1,33	12 948 727,02	7 582 522,98	0,59	0,32
130	10	4 562 500,00	1 771 474,33	2 791 025,67	0,61	1,58	14 720 201,35	10 373 548,65	0,70	0,37
131	11	5 018 750,00	1 782 193,48	3 236 556,52	0,64	1,82	16 502 394,83	13 610 105,17	0,82	0,41
132	12	5 475 000,00	1 791 304,48	3 683 695,52	0,67	2,06	18 293 699,30	17 293 800,70	0,95	0,46
133	13	5 475 000,00	1 342 889,08	4 132 110,92	0,75	3,08	19 636 588,39	21 425 911,61	1,09	0,49
134	14	5 475 000,00	893 442,50	4 581 557,50	0,84	5,13	20 530 030,89	26 007 469,11	1,27	0,52
135	15	5 475 000,00	443 150,26	5 031 849,74	0,92	11,35	20 973 181,15	31 039 318,85	1,48	0,53
136	16	5 475 000,00	197 338,13	5 277 661,87	0,96	26,74	21 170 519,28	36 316 980,72	1,72	0,53
137	17	5 475 000,00	155 391,30	5 319 608,70	0,97	34,23	21 325 910,58	41 636 589,42	1,95	0,54

Рис. 32. Технические показатели разработки месторождения

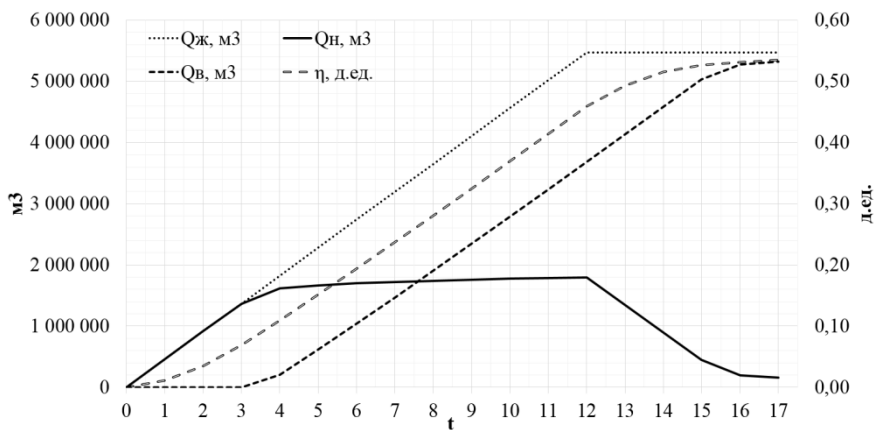


Рис. 33. Итоговые графики добычи жидкостей и нефтеотдачи

## 5. ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ.

Оформление текста выполняется в соответствии с требованиями, изложенными в ГОСТ 2.105-95 [16].

**Поля.** Слева – 3 см, справа – 1,5, сверху и снизу – 2,5.

**Основной текст.** Times New Roman, 14. Отступ первой строки – 1.25. Выравнивание по ширине. Междустрочный интервал – 1.5. Отступы слева и справа – 0 (рис. 33).

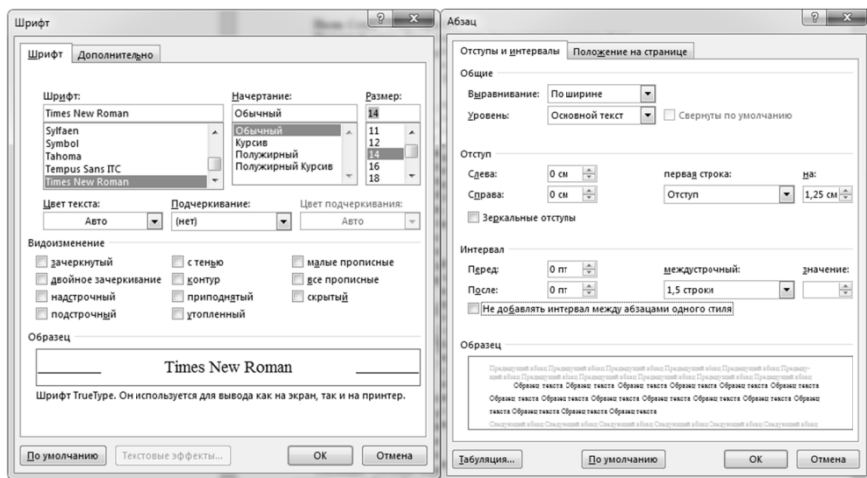


Рис. 34. Настройки основного текста

**Заголовки.** Times New Roman, 14. Выравнивание по центру, без отступа первой строки. В конце заголовка точка не ставится. Расстояние между заголовком и текстом – 4 пт. Выделяют 3 уровня заголовков. Заголовки первого пишутся заглавными буквами. Заголовки второго и третьего уровней начинаются с заглавной буквы, остальные буквы строчные. Каждый уровень заголовков имеет свой формат нумерации: первый – 1, 2, 3 и т.д.; второй – 1.1, 1.2, 2.1, 2.2 и т.д.; третий – 1.1.2, 1.2.3, 2.3.4 и т.д. Создание стилей заголовков происходит с помощью настройки и выбора стилей оформления текста (рис. 34).

**Формулы.** Формулы составляются в MS Equation или MathType. Размер формул сопоставим с размером основного текста. Номер

формулы выравнивается по правому краю. Сама формула располагается по центру с помощью табуляции, либо в таблице с невидимыми границами (пример – формула 27).

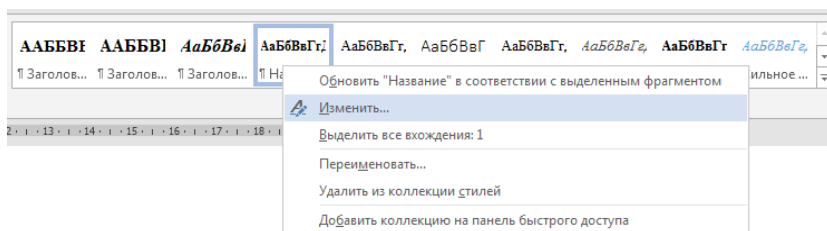


Рис. 35. Вызов меню настройки стиля текста

$$y = \begin{cases} \begin{cases} \operatorname{tg}(3\pi) + \sqrt[8]{x} & 5 < x, x \neq 7, x \leq 10 \\ \ln(x^5) + e \cdot x & x = 1, x > 10, x \neq 15, x = -15 \end{cases} \\ \begin{cases} \sqrt{|x-7| + |x-6|} \sqrt[5]{5} & x \leq 5, x \neq 1, x > -10, x = 7 \\ \lg(5) \cdot x^2 / 7 & x \leq -10, x = 15, x \neq -15 \end{cases} \end{cases} \quad (27)$$

**Рисунки.** Выравниваются по центру без отступа первой строки. Подписываются сразу под рисунком (например: «Рисунок 1 - Название»). Подпись рисунка выравнивается по центру. Шрифт подписи – Times New Roman, 12. Интервалов между рисунком и подписью нет, междустрочный интервал одинарный. Интервал перед рисунком – 4 пт., после подписи – 4 пт.

**Таблицы.** Таблицы выравниваются по центру. Название располагается над таблицей и выравнивается по ширине без отступа первой строки (Таблица 1 - Название). Шрифт подписи – Times New Roman, 12. Интервал между подписью и таблицей – одинарный. Интервал перед подписью – 4 пт., Интервал после таблицы – 4 пт. Шрифт внутри таблицы – Times New Roman, 12 (10-14). Выравнивание по вертикали – по центру. Выравнивание по горизонтали – в зависимости от содержания таблицы.

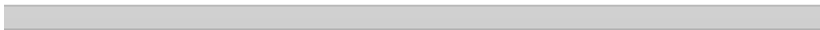
При переносе таблицы на следующую страницу нет необходимости указывать, что идет продолжение таблицы, но нужно показать названия/номера столбцов (Рис. 35).

**Оглавление.** Автособираемое. Шрифт – Times New Roman, 12. При обновлении автособираемого оглавления настройки форматирования текста должны сохраняться.

Таблица 1 – Журнал аттестаций

<b>Группа</b>	<b>ФИО студента</b>	<b>Количество пропусков занятий</b>	<b>Аттестация/неаттестация</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>

4



<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>

Рис. 36. Пример переноса таблицы

## 6. ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ.

№ Параметр	Вариант*				
	1	2	3	4	5
1 <i>S<sub>n</sub></i> , млн.м2	<b>Т.Р.</b> Min - 25; Max - 29; P - 26	<b>Р.Р.</b> Min - 31,7; Max - 32,5	<b>Т.Р.</b> Min - 34; Max - 39; P - 37	<b>Р.Р.</b> Min - 33,4; Max - 35,9	<b>Т.Р.</b> Min - 31; Max - 36; P - 33,6
2 <i>б</i> , м	<b>Т.Р.</b> Min - 250; Max - 300; P - 270	<b>Р.Р.</b> Min - 270; Max - 285	<b>КЗ</b> {251;253;254;255;256;257;259;260}	<b>Т.Р.</b> Min - 315; Max - 360; P - 340	<b>Р.Р.</b> Min - 263; Max - 297
3 <i>l</i> , м	<b>Р.Р.</b> Min - 275; Max - 315	<b>КЗ</b> {220;222;224;226;228;229;230;231}	<b>Т.Р.</b> Min - 295; Max - 340; P - 310	<b>Р.Р.</b> Min - 270; Max - 300	<b>КЗ</b> {231;232;234;236;237;238}
4 <i>h</i> , м	<b>КЗ</b> {8;8,2;8,3;8,7;9;9,1;9,2}	<b>Т.Р.</b> Min - 8,3; Max - 9,7; P - 9,1	<b>Р.Р.</b> Min - 9,3; Max - 11	<b>КЗ</b> {9,5;9,6;9,8;9,9;10;10,1;10,2;10,3;10,4}	<b>Т.Р.</b> Min - 8; Max - 9,1; P - 8,3
5 <i>m</i> , ед.	<b>Т.Р.</b> Min - 0,173; Max - 0,191; P - 0,182	<b>КЗ</b> {0,171;0,172;0,174;0,175;0,176;0,177}	<b>Р.Р.</b> Min - 0,165; Max - 0,184	<b>Т.Р.</b> Min - 0,182; Max - 0,189; P - 0,187	<b>КЗ</b> {0,179;0,180;182;0,183;0,184;0,185;0,187}
6 <i>S<sub>св.в.</sub></i> , ед.	<b>КЗ</b> {0,16;0,163;0,164;0,165;0,167;0,169;0,172;0,173;0,174;0,175}	<b>Р.Р.</b> Min - 0,171; Max - 0,189	<b>Т.Р.</b> Min - 0,164; Max - 0,187; P - 0,17	<b>КЗ</b> {0,16;0,161;0,162;0,163;0,164;0,166;0,168;0,169;0,17}	<b>Р.Р.</b> Min - 0,161; Max - 0,179
7 <i>R</i> , лет.	6	7	8	9	10
8 <i>S<sub>n.ост.</sub></i> , ед.	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
9 <i>M<sub>n</sub></i> , мПа с	2	3	4	5	6
10 <i>M<sub>в</sub></i> , мПа с	0,65	0,66	0,67	0,68	0,69
11 <i>K<sub>охв.</sub></i> , ед.	0,72	0,73	0,74	0,75	0,76
12 <i>n<sub>1</sub></i> , ед.	0,17	0,172	0,174	0,176	0,178
13 <i>n<sub>2</sub></i> , ед.	0,168	0,17	0,172	0,174	0,176
14 <i>q</i> , м3/сут	30	32	34	36	38
15 <i>n</i> , ед.	30	32	34	36	38

№ Параметр	Вариант							
	6	7	8	9	10			
1 $S_{н}$ , млн.м2	PP Min - 37,4; Max - 38,2	TP Min - 37,5; Max - 38,4; P - 38,1	PP Min - 38,6; Max - 39,4	TP Min - 38,6; Max - 39,7; P - 39,2	PP Min - 47,9; Max - 48,2			
2 $h$ , м	PP Min - 240; Max - 269	TP Min - 236; Max - 257; P - 250	K3 {241;242;244;245;247;248;249;251;252;253;254;255}	PP Min - 231; Max - 237	TP Min - 276; Max - 286; P - 280			
3 $l$ , м	K3 {205;207;208;210;211;215;217}	TP Min - 245; Max - 257; P - 253	PP Min - 247; Max - 268	PP Min - 234; Max - 251	K3 {257;258;259;260;263;266;267}			
4 $h$ , м	K3 {7,3;7,4;7,5;7,7;7,8;7,9;8,1;8,3;8,4;8,5}	K3 {8,8;8,8;8,4;8,5;8,6;8,8;8,8;8,9}	PP Min - 10,8; Max - 11,9	TP Min - 9,3; Max - 10,1; P - 9,7	I.P. 6,7			
5 $m$ , ед.	TP Min - 0,183; Max - 0,195; P - 0,191	K3 {0,18;0,184;0,185;0,187;0,188;0,19;0,191}	TP Min - 0,178; Max - 0,191; P - 0,186	TP Min - 0,172; Max - 0,183; P - 0,176	K3 {0,174;0,175;0,176;0,178;0,18;0,183;0,185}			
6 $S_{св.в.}$ , ед.	TP Min - 0,179; Max - 0,191; P - 0,187	PP Min - 0,187; Max - 0,199	K3 {0,188;0,189;0,191;0,193;0,194;0,195}	K3 Min - 0,176; Max - 0,177; P - 0,178; 0,18;0,182;0,183;0,185}	PP Min - 0,168; Max - 0,181			
7 R, лет.	10	9	8	7	6			
8 $S_{н.ост.}$ , ед.	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4			
9 $M_{н}$ , мПа·с	7	8	9	10	9			
10 $M_{в}$ , мПа·с	0,7	0,71	0,72	0,73	0,74			
11 $K_{охв.}$ , ед.	0,77	0,78	0,79	0,8	0,81			
12 $n_1$ , ед.	0,18	0,182	0,184	0,186	0,188			
13 $n_2$ , ед.	0,178	0,18	0,182	0,184	0,186			
14 $q$ , м3/сут	40	42	44	46	48			
15 $n$ , ед.	40	42	44	46	48			



№ Параметр	Вариант				
	11	12	13	14	15
1 $S_{н}$ , млн.м <sup>2</sup>	<b>PP</b> Min - 48,2; Max - 48,9	<b>TP</b> Min - 42; Max - 44; P - 41,6	<b>PP</b> Min - 43; Max - 44,7	<b>TP</b> Min - 38; Max - 40,6; P - 38,6	<b>PP</b> Min - 40; Max - 40,9
2 $q$ , м	<b>TP</b> Min - 297; Max - 341; P - 317	<b>TP</b> Min - 361; Max - 375; P - 371	<b>K3</b> {400;405;406;408;410}	<b>PP</b> Min - 470; Max - 485	<b>TP</b> Min - 315; Max - 327; P - 321
3 $l$ , м	<b>TP</b> Min - 309; Max - 331; P - 326	<b>K3</b> {370;372;373;374;375;376;377;379}	<b>K3</b> {415;416;417;418;420;421;422;424;426;427}	<b>PP</b> Min - 367; Max - 381	<b>TP</b> Min - 324; Max - 344; P - 336
4 $h$ , м	<b>K3</b> {6,4;6,5;6,7;6,9;7,3;7,4}	<b>PP</b> Min - 9,7; Max - 10,5	<b>TP</b> Min - 5,6; Max - 6,7; P - 6	<b>PP</b> Min - 6,2; Max - 6,8	<b>TP</b> Min - 6,8; Max - 7,5; P - 7,2
5 $m$ , ед.	<b>K3</b> {0,163;0,164;0,165;0,166;0,168;0,172}	<b>TP</b> Min - 0,189; Max - 0,196; P - 0,191	<b>PP</b> Min - 0,198; Max - 0,21	<b>TP</b> Min - 0,144; Max - 0,153; P - 0,15	<b>PP</b> Min - 0,173; Max - 0,188
6 $S_{св.в.}$ , ед.	<b>PP</b> Min - 0,184; Max - 0,197	<b>PP</b> Min - 0,171; Max - 0,18	<b>K3</b> {0,17;0,172;0,173;0,174;0,177;0,178;0,18}	<b>K3</b> {0,168;0,169;0,17;0,171;0,173;0,174;0,175;0,176}	<b>K3</b> {0,173;0,174;0,175;0,177;0,179;0,181;0,183;0,185}
7 $R$ , лет.	6	7	8	9	10
8 $S_{н.ост.}$ , ед.	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
9 $M_{н}$ , млн.с	8	7	6	5	4
10 $M_{в}$ , млн.с	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79
11 $K_{охв.}$ , ед.	0,82	0,83	0,84	0,85	0,86
12 $n_1$ , ед.	0,19	0,192	0,194	0,196	0,198
13 $n_2$ , ед.	0,188	0,19	0,192	0,194	0,196
14 $q$ , м <sup>3</sup> /сут	50	52	54	56	58
15 $n$ , ед.	50	48	46	44	42

№ Параметр	Вариант					
	16	17	18	19	20	
1 $S_{н}$ , млн.м2	<b>PP</b>	<b>TP</b>	<b>PP</b>	<b>TP</b>	<b>PP</b>	<b>PP</b>
	Min - 45; Max - 47.7	Min - 38; Max - 41; P - 39,5	Min - 44,3; Max - 45.2	Min - 42,5; Max - 44; P - 43	Min - 48,3; Max - 45.2	
2 $q$ , м	<b>PP</b>	<b>TP</b>	<b>TP</b>	<b>K3</b>	<b>K3</b>	<b>K3</b>
	Min - 341; Max - 360	Min - 345; Max - 390; P - 360	Min - 374; Max - 405; P - 392	{407;408;409;411;414;416;418;420}	{284;285;286;288;289;291;293;294;296}	
3 $l$ , м	<b>PP</b>	<b>TP</b>	<b>TP</b>	<b>K3</b>	<b>K3</b>	<b>K3</b>
	Min - 365; Max - 389	Min - 390; Max - 415; P - 406	Min - 450; Max - 470; P - 463	{385;386;387;388;389;392;395}	{305;306;307;309;311;313;315;318}	
4 $h$ , м	<b>K3</b>	<b>K3</b>	<b>TP</b>	<b>K3</b>	<b>K3</b>	<b>K3</b>
	{4;4,3;4,5;4,6;4,7;4,8;4,9;5;5,2;5,3}	{4;4,2;4,3;4,4;4,5;4,6;4,7;4,8;4,9;5;5,2}	Min - 9,7; Max - 11; P - 10,3	{5,1;5,2;5,3;5,4;5,6;5,7;5,8;6,6,1}	{10,2;10,4;10,5;10,6;10,8;10,9;11;11,2;11,3}	
5 $m$ , ед.	<b>K3</b>	<b>K3</b>	<b>K3</b>	<b>TP</b>	<b>TP</b>	<b>PP</b>
	{0,201;0,202;0,203;0,204;0,206;0,208;0,21}	{0,21;0,212;0,213;0,215;0,217;0,219}	{0,193;0,196;0,198;0,2;0,201;0,202;0,203;0,205;0,207;0,209}	Min - 0,144; Max - 0,157; P - 0,147	Min - 0,199; Max - 0,207	
6 $S_{св.в.}$ , ед.	<b>TP</b>	<b>TP</b>	<b>PP</b>	<b>PP</b>	<b>PP</b>	<b>TP</b>
	Min - 0,162; Max - 0,171; P - 0,168	Min - 0,203; Max - 0,21; P - 0,208	Min - 0,196; Max - 0,204	Min - 0,21; Max - 0,217	Min - 0,176; Max - 0,183; P - 0,18	
7 $R$ , лет.	10	9	8	7	6	
8 $S_{н.ост.}$ , ед.	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4	
9 $M_{н}$ , мПа·с	3	2	3	4	5	
10 $M_{в}$ , мПа·с	0,8	0,79	0,78	0,77	0,76	
11 $K_{охв.}$ , ед.	0,87	0,88	0,89	0,9	0,79	
12 $n_1$ , ед.	0,2	0,202	0,204	0,206	0,208	
13 $n_2$ , ед.	0,198	0,2	0,202	0,204	0,206	
14 $q$ , м3/сут	60	62	64	66	68	
15 $n$ , ед.	40	38	36	34	32	

\* Обозначения в таблице: TP – треугольное распределение, PP – равномерное распределение, K3 – конкретные значения, Min – минимальное, Max – максимальное, P – наиболее вероятное.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Культин Н.Б.* Основы программирования в Embarcadero Delphi. Интернет-издание, 2015 год, 230 стр.
2. *Лутц М.* Изучаем Python, 4-е издание. – Пер. с англ. – СПб.: Символ-Плюс, 2011. – 1280 с.
3. *Уокенбах Дж.* Excel 2013. Профессиональное программирование на VBA. 2014, 960 стр. ISBN: 978-5-8459-1877-2
4. *Гмурман В.Е.* Теория вероятностей и математическая статистика. – 9-е издание, стереотипное. – Москва: Высшая школа, 2003. – 479 с. – ISBN 5-06-004214-6.
5. *Смолич С.В., Смолич К.С.* Решение горно-геологических задач методом "Монте-Карло": Учеб. пособие. – ЧитГУ, 2004. - 103 с
6. *Дюбрьюль О.* Геостатистика в нефтяной геологии. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.
7. *Господариков А.П.* и др. Математический практикум. / Часть 5. Учебное пособие. – СПГГИ, 2010.
8. *Желтов Ю.П.* Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. М., Недра, 1986, с. 158-159.
9. *Желтов Ю.П. и др.* Сборник задач по разработке нефтяных месторождений: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра, 1985.
10. *Петраков Д.Г.* Разработка нефтяных и газовых месторождений [Электронный ресурс]: Учебник / Д.Г. Петраков, Д.В. Мардашов, А.В. Максютин / Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». СПб, 2016. – 526 с.
11. *Господариков А.П.* и др. Математический практикум. / Часть 2. Учебное пособие. – СПГГИ, 2010.
12. Официальный сайт технической поддержки MS Office. URL: <https://support.office.com/ru-ru/>
13. *Господариков А.П.* и др. Математический практикум. / Часть 1. Учебное пособие. – СПГГИ, 2010.
14. *Господариков А.П.* и др. Математический практикум. / Часть 3. Учебное пособие. – СПГГИ, 2010.
15. *Барышев А.В., Федотова Е.Л.* К вопросу использования надстройки Excel «поиск решения» в задачах линейного программирования // «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 7, №3 (2015)

16.ГОСТ 2.105-95. Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Общие требования к текстовым документам.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1. СОДЕРЖАНИЕ РАЗДЕЛОВ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ .....	5
2. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО .....	8
3. ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМЫ БАКЛЕЯ-ЛЕВЕРЕТТА ПРИ РАСЧЕТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	11
4. РЕШЕНИЕ ПОСТАВЛЕННЫХ ЗАДАЧ В MICROSOFT EXCEL. ....	23
4.1. РАСЧЕТ ОБЪЕМА ЗАПАСОВ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	23
4.2. РАСЧЕТ ПЕРИОДА БЕЗВОДНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	29
4.3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	34
5. ПРАВИЛА ОФОРМЛЕНИЯ ПОЯСНИТЕЛЬНОЙ ЗАПИСКИ .....	43
6. ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ.....	46
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	50

# **МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ЗАДАЧАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

*Методические указания к практическим занятиям  
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

Сост.: *Д.Г. Подопригора, Д.С. Тананыхин, А.В. Бондаренко*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений

Ответственный за выпуск *Д.Г. Подопригора*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 06.03.2019. Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 4,5. Усл.кр.-отт. 4,5. Уч.-изд.л. 4,0. Тираж 75 экз. Заказ 174. С 70.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2