Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего профессионального образования

«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ

ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений

**РАЗРАБОТКА И ПРОЕКТИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ**

Учебно-методическое пособие

 по выполнению практических занятий по дисциплинам «Разработка и проектирование газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» и

«Теория проектирования разработки месторождений»

Уфа

2014

Учебно-методическое пособие предназначено для бакалавров, обучающихся по направлению 131000 «Нефтегазовое дело» по профилям подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа и газоконденсата и подземных хранилищ» и «Эксплуатация и обслуживание объектов нефтегазового комплекса арктического шельфа» (БГГ, БГШ), и для магистрантов, обучающихся по направлению 131000.68 «Нефтегазовое дело» по магистерской программе «Проектирование и управление разработкой и эксплуатацией газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» (МГГ).

Составители: Пономарев А.И., проф.

 Калиновский Ю.В., доц.

 Шаяхметов А.И., преп.

Рецензент:

© Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014

**СОДЕРЖАНИЕ**

|  |
| --- |
| ВВЕДЕНИЕ…………………………………………………………………..……4 |
| Практическое занятие №1 по теме «Определение дренируемых запасов газа газовой залежи по методу падения пластового давления»………………….…6 |
| Практическое занятие №2 по теме «Расчет параметров «средней» скважины»………………………………………………………………………..17 |
| Практическое занятие №3 по теме «Методика расчета показателей разработки газовой залежи при газовом режиме для заданной динамики темпа отбора газа и технологического режима эксплуатации «средней» скважины с постоянной депрессией на пласт»………………………………...19 |
| Практическое занятие №4 по теме «Методика расчета показателей разработки газовой залежи при упруговодонапорном режиме с использованием приближенной теории укрупненной скважины»………...…28 |
| Практическое занятие №5 по теме «Методика расчета показателей разработки газовой залежи при упруговодонапорном режиме с использованием приближенной теории Фетковича»……………………….…36 |
| Практическое занятие №6 по теме «Методика расчета показателей разработки газовой залежи при упруговодонапорном режиме с учетом образования общей депрессионной воронки в зоне разбуривания»………....43 |
| Практическое занятие №7 по теме «Методика расчета неравномерного распределения давления по площади газовой залежи, разрабатываемой кольцевыми батареями скважин»……………………………………………....50 |
| Практическое занятие №8 по теме «Методика расчета показателей разработки слоисто-неоднородной газовой залежи при упруговодонапорном режиме»…………………………………………………………………………..58 |
| Практическое занятие №9 по теме «Расчет производительности обводняющейся газовой скважины в слоисто-неоднородном пласте»…...….65 |
| Практическое занятие №10 по теме «Определение показателей разработки газоконденсатной залежи при полном сайклинг-процессе»……………….…69 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ…………………………………………………...…..81 |
| Приложение А………………………………………………………………..…..82 |
| Приложение Б………………………………………………………………..…..84 |

**ВВЕДЕНИЕ**

Настоящее методическое пособие разработано для бакалавров, обучающихся по направлению 131000 «Нефтегазовое дело» по профилям подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа и газоконденсата и подземных хранилищ» и «Эксплуатация и обслуживание объектов нефтегазового комплекса арктического шельфа» (БГГ, БГШ), для магистрантов, обучающихся по направлению 131000.68 «Нефтегазовое дело» по магистерской программе «Проектирование и управление разработкой и эксплуатацией газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» (МГГ).

Цель настоящего методического пособия заключается в изучении предлагаемых математических моделей, описывающих процессы разработки газовых и газоконденсатных месторождений; методик и методов, используемых для поиска решения; в развитии навыков разработки алгоритмов и компьютерных программ для решения рассматриваемых задач, а также в закреплении отдельных тем лекционных курсов дисциплин «Разработка и проектирование газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» и «Теория проектирования разработки месторождений».

В методическом пособии приведены следующие задачи:

* определение дренируемых запасов газа газовой залежи по методу падения пластового давления;
* расчет параметров «средней» скважины;
* расчет показателей разработки газовой залежи при газовом режиме для заданной динамики темпа отбора газа и технологического режима эксплуатации «средней» скважины с постоянной депрессией на пласт;
* расчет показателей разработки газовой залежи при упруговодонапорном режиме с использованием приближенной теории укрупненной скважины;
* расчет показателей разработки газовой залежи при упруговодонапорном режиме с использованием приближенной теории Фетковича;
* расчет показателей разработки газовой залежи при упруговодонапорном режиме с учетом образования общей депрессионной воронки в зоне разбуривания;
* расчет неравномерного распределения давления по площади газовой залежи, разрабатываемой кольцевыми батареями скважин;
* расчет показателей разработки слоисто-неоднородной газовой залежи при упруговодонапорном режиме.
* расчет производительности обводняющейся газовой скважины в слоисто-неоднородном пласте;
* определение показателей разработки газоконденсатной залежи при полном сайклинг-процессе.

При решении вышеуказанных задач используются следующие методы:

* метод последовательной смены стационарных состояний;
* метод последовательных приближений (итераций);
* метод деления отрезка пополам при решении трансцендентного уравнения;
* метод наименьших квадратов.

# Практическое занятие №1

# по теме «Определение дренируемых запасов газа газовой залежи по методу падения пластового давления»

Цель: изучить метод определения дренируемых запасов газа по падению пластового давления, определить по данным эксплуатации залежи начальные дренируемые запасы газа, начальное пластовое давление, балансовые и извлекаемые запасы, коэффициент газоотдачи и начальный газонасыщенный поровый объём.

Основные понятия и определения

В соответствии с классификацией запасов месторождений нефти и газов они подразделяются на две группы.

К I группе относятся месторождения простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу.

Ко II группе относятся месторождения сложного геологического строения, характеризующиеся невыдержанностью толщины и коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов).

Все разведанные запасы нефти, горючих газов, конденсата, а также содержащихся в них сопутствующих компонентов, которые служат или могут служить сырьевой базой для действующих, реконструируемых и проектируемых предприятий, подлежат обязательной проверке и утверждению Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых.

Запасы нефти, горючих газов и сопутствующих компонентов по их народнохозяйственному значению разделяются на две группы, подлежащие отдельному подсчету и учету:

Балансовые запасы – это запасы, разработка которых в настоящее время экономически целесообразна. В балансовых запасах нефти, растворенного в ней газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, то есть запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии.

Забалансовые запасы – это запасы, разработка которых в настоящее время нерентабельна, но которые могут рассматриваться в качестве объекта для промышленного освоения в дальнейшем.

В балансовых запасах газа, а также конденсата в свободном газе выделяются и учитываются извлекаемые запасы, т. е. запасы, которые можно извлечь при наиболее полном и рациональном использовании современной техники и технологии добычи.

Запасы газа и газового конденсата подсчитываются на структурных планах, составленных в зависимости от размера месторождения, в масштабе, обеспечивающем необходимую точность замера площадей (1:5000 – 1:50000). Границы подсчета запасов по месторождению, отдельным залежам и тектоническим блокам принимаются по данным разведки и должны быть увязаны с геологическими особенностями месторождения.

Подсчет и учет запасов газа, газового конденсата и содержащихся в них сопутствующих компонентов должны производиться раздельно для каждой изолированной залежи. Запасы конденсата подсчитываются в тысячах тонн. Запасы природных газов подсчитываются в миллионах, а гелия – в тысячах кубических метров, приведенных к стандартным условиям (760 мм. рт. ст. или 0,101325 МПа и 20°С).

Подсчет запасов газа и конденсата месторождений (залежей) природных газов можно производить объемным методом и методами, основанными на принципе материального баланса (по методу падения давления). При этом метод падения пластового давления является дополнительным, используемым для оперативной оценки дренируемых запасов в ходе анализа разработки залежи. Комплексное применение объемного метода и метода падения давления позволяет повысить точность определения запасов залежи (месторождения).

Подсчет запасов газа газовых залежей производится объемным методом, а при наличии фактических полноценных геолого - промысловых данных - и по методу падения давления. По методу падения давления подсчет запасов производится по залежам, в которых доказано отсутствие запасов нефти промышленного значения и резко выраженного водонапорного режима, определено изменение приведенного пластового давления от суммарного отбора газа из залежи во времени, установлено снижение средневзвешенного пластового давления и оценено количество пластовой воды, поступившей в залежь за период эксплуатации.

Забалансовые запасы газа, конденсата подсчитываются по степени их изученности с объяснением причин отнесения их к забалансовым [2, 6].

При подсчете запасов газа методом падения давления должны быть установлены:

а) размеры и форма залежи;

б) тектонические особенности и литологический состав продуктивного пласта, и изолированность отдельных частей (блоков) залежи;

в) начальное и текущие высотные положения газоводяного контакта;

г) характеристика газогидродинамической связи залежей месторождения;

д) начальное статическое и пластовое давление, и пластовая температура, а также изменение приведенного пластового давления по скважинам и средневзвешенного по залежи во времени;

е) отбор газа и конденсата по скважинам и по залежи в целом;

ж) графическая зависимость средневзвешенного приведенного пластового давления газа от отбора его по залежи;

з) степень дренируемости скважинами объема газовой залежи;

и) при наличии конденсата – содержание его в газе, состав и коэффициент извлечения его при текущем пластовом давлении;

к) газогидродинамические условия и режим работы залежи и отдельных ее частей;

л) дата начала вторжения пластовой воды и количество ее, поступившее в пласт за период эксплуатации, рассчитанное различными методами;

м) перетоки и потери газа.

Методика определения дренируемых запасов газа газовой залежи по методу падения пластового давления

Краткая теория вопроса

Предложенная ниже методика подсчета запасов газа по методу падения пластового давления применима для залежей, относящихся к I группе месторождений простого геологического строения, продуктивные пласты которых характеризуются выдержанностью толщины и коллекторских свойств по площади и разрезу.

При подсчете запасов газа по методу падения пластового давления для залежей, относящихся ко II группе, можно предложить некоторые модификации метода падения давления (метод удельных объёмов дренажа, метод средневесовой плоскости и т.п.) [2, 7].

Обработка промысловых данных (средние пластовые давления и соответствующие добытые количества газа на различные моменты при уверенности, что режим залежи газовый) по уравнению материального баланса с использованием метода наименьших квадратов позволяет вычислить газонасыщенный объем порового пространства , а затем и запасы газа. Однако для более обоснованного определения запасов газа по падению среднего пластового давления промысловые данные подвергают графической обработке. Это позволяет исключить из рассмотрения (после соответствующего анализа) дефектные точки или установить причины различных аномалий, отклонений. Графический метод обработки промысловых данных позволяет с большей наглядностью определить режим залежи, момент начала активного продвижения воды.

Для промышленной оценки запасов месторождений или отдельных залежей газов определяющее значение имеют: форма и площадь, а также толщина, коллекторские свойства, газонасыщенность и эксплуатационная характеристика продуктивных пластов (горизонтов) [2, 6, 7].

Толщины продуктивных горизонтов или отдельных пластов-коллекторов весьма разнообразны и колеблются от нескольких сантиметров до десятков, а иногда и сотен метров.

Различают общую толщину продуктивного пласта, включающую от кровли до подошвы все прослои проницаемых и непроницаемых пород; эффективную (полезную), состоящую из суммы толщин проницаемых пластов-коллекторов, и газонасыщенную толщину пластов-коллекторов, включающую только те прослои пород, которые содержат нефть или газ.

Пористость в зависимости от сообщаемости пор и их насыщенности нефтью или газом разделяется на общую, открытую и эффективную. При подсчете запасов принимается открытая пористость.

Пластовое давление – это давление пластового флюида, насыщающего поровое пространство горной породы.

Приведенное пластовое давление – это пластовое давление, приведенное к единой плоскости (начальное положение ГВК, середина этажа газоносности) [6].

Средневзвешенное пластовое давление – это среднее пластовое давление, взвешенное по газонасыщенному поровому объему и определяемое по формуле

. (1)

Представим уравнение материального баланса для залежи в случае газового режима в виде

, (2)

где Рн, ,  – начальное, текущее средневзвешенное по объему порового пространства пластовое давление и давление стандартных условий (0,101325 МПа), МПа;

,  – пластовая температура и температура стандартных условий (293,15 К), К;

, ,  – коэффициент сверхсжимаемости для текущего, начального давления и давления стандартных условий;

 – объем добытого газа на момент времени t, приведенный к стандартным условиям, млн. м3;

 – газонасыщенный объем порового пространства, млн. м3.

Будем откладывать по оси абсцисс отобранные объемы газа , по оси ординат -  на разные моменты времени. Из уравнения (2) следует, что зависимость  представляет собой линейную вида 

, (3)

где b =, (4)

а = . (5)

Коэффициенты а и b найдем методом наименьших квадратов:

 (6)

, (7)

где  (8)



 Q(t i) (9)

. (10)

, (10\*)

, (11)

где Н – глубина залежи, км;

H = – при соответствии начального пластового давления гидростатическому закону;

 – коэффициент конечной газоотдачи;

Qизвл – извлекаемые запасы пластового газа, млн. м3;

 – балансовые запасы пластового газа, млн. м3;

– пластовое давление к концу разработки – давление «забрасывания», МПа;

 – плотность воды (103 кг/м3);

g – ускорение свободного падения (9,81 Н/кг, или м/с2);

 – пластовое давление на i-й момент времени, МПа;

 – накопленная добыча газа на i-й момент времени, млн. м3;

N – количество интервалов времени;

i – номер момента времени.

Расчет коэффициента сверхсжимаемости производится либо аналитически (формула В.В. Латонова – Г.Р. Гуревича (12) [1], по уравнению состояния реального газа и т.п.), либо графически (по графикам Стендинга и Катца), по данному составу газа и определенным давлению и температуре.

 (12)

 (13)

 (14)

 (15)

, (16)

где ,  – критические температура и давление i- го компонента смеси газов;

,  – псевдокритические температура и давление смеси газов;

,  – приведенные температура и давление смеси газов;

М – количество компонентов в смеси;

i – номер компонента;

 – мольная доля компонента смеси.

По полученным значениям коэффициентов с использованием уравнения (2) определяем балансовые () и извлекаемые запасы (), а затем коэффициент конечной газоотдачи [8].

Необходимо отметить, что пластовое давление не равно устьевому давлению и вышеуказанное равенство принято нами с целью упрощения расчетов. При проведении точных расчетов балансовых запасов необходимо рассчитать пластовое давление, соответствующее устьевому давлению в 1 атм. Расчеты производятся по нижеприведенным формулам [5]:

, (17)

, (18)

, (19)

, (20)

где Тср – средняя по стволу скважины температура, К;

 Ту, Тпл – устьевая и пластовая температура соответственно, К;

 – плотность газа в стандартных условиях, кг/м3;

 – относительная плотность газа по воздуху;

zср – коэффициент сверхсжимаемости, рассчитанный для средних по стволу скважины давления и температуры;

L – глубина скважины, м.

Расчет пластового давления осуществляется с помощью последовательного приближения (итерационно).

Кроме того, по полученным коэффициентам определяют начальное пластовое давление и газонасыщенный поровый объем. При подсчете запасов газа по методу падению пластового давления необходимо учитывать, что значение пластового давления и точность его определения очень сильно

Рисунок 1 – Графики зависимости коэффициента сверхсжимаемости z от приведенных температуры и давления по данным Стендинга и Катца

сказывается на достоверности запасов. Следует помнить, что применяемые на практике манометры градуированы на технические (1ат=0,0980665 МПа) атмосферы и показывают избыточное давление. Необходимо также учитывать класс точности манометра и способ определения средневзвешенного по объему порового пространства пластового давления (измерение статического устьевого или забойного давления, расчет давления в газовой залежи по напору законтурных вод, вычисление пластового давления по данным испытания скважин по методу противодавления).

Задача 1. Определить по данным эксплуатации газовой залежи начальные дренируемые запасы газа, начальное пластовое давление, балансовые и извлекаемые запасы, коэффициент газоотдачи и начальный газонасыщенный поровый объём. Исходные данные приведены в приложении Б таблицах Б.1 - Б.3.

Порядок расчета.

1. Рассчитываем псевдокритические параметры смеси по формулам (15) – (16). Результаты расчета заносим в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета псевдокритических параметров смеси

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Компонент | Мольная доля, ηi | Ркр | Ткр | ηi·Ркр | ηi·Ткр |
| СН4 |  |  |  |  |  |
| С2Н6 |  |  |  |  |  |
| С3Н8 |  |  |  |  |  |
| nС4Н10 |  |  |  |  |  |
| iС4Н10 |  |  |  |  |  |
| n C5 H12 |  |  |  |  |  |
| Сумма |  |  |  |

1. Рассчитываем приведенное пластовое давление , используя рисунок 1 или формулы (12) - (14). Результаты расчета заносят в нижеприведенную таблицу. Строим графическую зависимость  от . Проводим аппроксимирующую прямую, определяем приведенное пластовое давление на начало разработки , балансовые и извлекаемые запасы.

Таблица 2 – Результаты расчета приведенного пластового давления

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № замера | P | Рпр | Тпр | z | P/z | Qстдоб |
| 1 |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |
| N |  |  |  |  |  |  |

1. Рассчитываем коэффициенты a и b линейной зависимости (3) по формулам (4) – (9). Результаты расчета заносим в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты промежуточных расчетов произведений и сумм

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № замера |  |  |  |  |
| 1 |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
| N |  |  |  |  |
| Сумма |  |  |  |  |

1. Строим графические зависимости z от ,  от .
2. Определяем начальное пластовое давление , используя графическую зависимость  от  или по методике, изложенной в приложении А.
3. Рассчитываем газонасыщенный поровый объем  из формулы (5)
4. Рассчитываем пластовое давление к концу разработки по формуле (11).
5. Определяем коэффициент конечной газоотдачи  по формулам (10) .

# Практическое занятие №2

# по теме «Расчет параметров «средней» скважины»

Цель: изучить метод определения параметров «средней» скважины. Рассчитать параметры «средней» скважины.

В некоторых методах определения показателей разработки месторождений природных газов используется понятие средней скважины, т.е. расчеты выполняются на среднюю скважину. Принимается, что «средняя» скважина имеет среднюю глубину, среднюю длину шлейфа, среднюю конструкцию, средние допустимые дебит и депрессию, средние коэффициенты фильтрационных сопротивлений А и В.

Если на месторождении имеется значительное число скважин, то параметры «средней» скважины можно определить на основе методов статистики и теории вероятностей. Однако из-за недостаточного объема информации при составлении проектов разработки часто используют другой метод, рассмотренный ниже.

Пусть на месторождении имеется N газовых скважин. По результатам исследований этих скважин определены уравнения притока газа к каждой скважине и допустимые дебиты (депрессии). Тогда параметры «средней» скважины рассчитываются следующим образом [8].

 (21)

 (22)

 (23)

 (24)

, (25)

, (25\*)

где Аср и Вср – коэффициенты фильтрационных сопротивлений «средней» скважины, [Аср]=; ;

аi ,bi – коэффициенты фильтрационных сопротивлений i-й скважины;

 – дебит i-й скважины, тыс. м3/сут;

*δ*i –депрессия на пласт в i-й скважине, МПа;

N – количество скважин, шт;

Рн – начальное пластовое давление, МПа;

 – дебит «средней» скважины, тыс. м3/сут;

 – депрессия «средней» скважины.

Задача 2. Рассчитать параметры «средней» скважины. Исходные данные приведены в приложении Б (таблица Б.4). Начальное пластовое давление определяется в задаче 1.

Порядок расчета линейный и не требует пояснений. Результаты расчета заносятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты промежуточных расчетов для определения параметров «средней» скважины

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № скважины | Ai | Bi | δi | qi | Aiqi | Biq2i | (2Рн-δi)δi |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| N |  |  |  |  |  |  |  |
| Сумма |  |  |  |  |  |  |  |

Необходимо отметить, что дебит «средней» скважины, определенный по формуле (25), и среднеарифметический дебит скважин должны совпадать.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. АСУ ТП газопромысловых объектов/ А.Г. Ананенков, Г.П. Ставкин, О.П. Андреевич и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003.-343с.
2. Инструкция по применению классификации запасов к месторождениям нефти и горючих газов.
3. Козлов А. Л., Коротаев Ю. П., Фиш М. Л., Фриман Ю. М., Букреева Н. А., Тверковкин С.М.  Подсчет запасов газа по падению давления. Тематический научно – технический обзор. – М.: ВНИИЭОПТИГП, 1969.
4. Компьютерные технологии вычислений в математическом моделировании: Учеб. пособие. – М.: Финансы и статистика, 1999.–256 с.
5. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра,1984.–486 с.
6. Нефтегазопромысловая геология: Терминологический справочник/ Под ред. М.М. Ивановой. – М.: Недра, 1983. -262 с.
7. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник/И. Д. Амелин, В. А. Бадъянов, Б. Ю. Вендельштейн и др.; Под ред. В. В. Стасенкова, И. С. Гутмана. – М.: Недра, 1989.–270 с.:ил.
8. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений/ С. Н. Закиров - М.: Струна, 1998.- 628с.
9. Физические величины: Справочник/ А. П. Бабичев, Н. А. Бабушкина, А. М. Братковский и др.; Под. ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова. – М., Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

# Приложение А

# Методика расчета пластового давления из отношения Р/z

Для решения поставленной задачи можно использовать графический метод путем построения графиков Р от Р/z. Однако при вычислениях на ПЭВМ рациональнее использовать аналитический метод, который заключается в решении системы уравнений, представленной ниже:

 (69)

Эту систему можно свести в общем случае к трансцендентному уравнению, которое решается любым численным методом.

, (70)

где С – значение , определяемое по уравнению материального баланса (2);

 – известная функция зависимости коэффициента сверхсжимаемости от давления.

Полученное уравнение можно решить методом деления отрезка пополам.

Порядок решения уравнения методом деления отрезка пополам

Процесс решения нелинейного уравнения осуществляется в два этапа. На первом этапе находят такие отрезки, внутри которых находится строго один корень. Для этого используют графический (построение графика) или аналитический методы (численное или аналитическое дифференцирование). На втором этапе производят поиск корня тем или иным способом.

В нашем случае вначале необходимо определить отрезок, содержащий решение уравнения. Для этого будем определять знак функции  при значениях . Величина Δ первоначально принимается небольшой (0,001 МПа). Если произведение  > 0, тогда величину Δ увеличивают, т.е. расширяется отрезок, на котором происходит поиск корня уравнения. Если произведение  < 0, то на отрезке  содержится корень уравнения.

Сущность метода решения уравнения методом деления отрезка пополам состоит в делении отрезка, содержащего корень, на две равные части и после этого определяют, в какой из этих двух частей содержится корень. Процесс поиска корня итерационный. На первой итерации находится среднее:

. (71)

Затем определяем знаки произведений функций  и . В дальнейшем ищем корень на отрезке с отрицательным произведением функций. При этом в зависимости от отрезка, содержащего корень, происходит присвоение  или . Производят соответственно проверку условия:

 или  . (72)

Если условие (36) не выполняется, то переходят к следующей итерации, т.е. повторяют расчет  для нового отрезка, содержащего корень, определяют знаки произведений функций  и  и т.д. Если условие выполняется, то считают, что корень найден и равен  [4].

# Приложение Б

# Варианты исходных данных к задачам 1-10

Таблица Б.1 – Динамика накопленной добычи и средневзвешенного пластового давления

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № замера | , млн. м3 | , МПа |
| 1 | 548,3 | 22,42 |
| 2 | 1118,5 | 21,79 |
| 3 | 1638,9 | 21,65 |
| 4 | 2318,1 | 21,01 |
| 5 | 2751,4 | 20,91 |
| 6 | 3310,6 | 20,09 |
| 7 | 3871,8 | 20,03 |
| 8 | 4407,7 | 19,27 |
| 9 | 5305,1 | 18,47 |
| 10 | 5772,4 | 18,29 |

Таблица Б.2 – Множители к расчету накопленной добычи и средневзвешенного пластового давления по вариантам, глубина залежи

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | х  | Пластовая температура, К | Вариант | х  | Глубина залежи, м |
| А | 1,20 | Т=325 | 1 | 1,20 | 1650 |
| Б | 1,10 | 2 | 1,10 | 1530 |
| В | 1,05 | 3 | 1,05 | 1460 |
| Г | 0,95 | Т=305 | 4 | 0,95 | 1405 |
| Д | 0,85 | 5 | 0,9 | 1300 |
| Е | 0,80 | 6 | 0,85 | 1275 |

Таблица Б.3 – Состав пластового газа

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компонент | Мольная доля, ηi | Ркр, МПа | Ткр, К |
| Вариант I | Вариант II | Вариант III |
| CH4 | 0,97 | 0,95 | 0,92 | 4,604 | 190,55 |
| C2 H6 | 0,01 | 0,015 | 0,015 | 4,880 | 305,43 |
| C3 H8 | 0,005 | 0,01 | 0,01 | 4,249 | 369,82 |
| n C4 H10 | 0,004 | 0,005 | 0,015 | 3,796 | 425,16 |
| i C4 H10 | 0,001 | 0,004 | 0,007 | 3,647 | 408,13 |
| n C5 H12 | 0,01 | 0,016 | 0,033 | 3,369 | 469,65 |

Таблица Б.4 – Коэффициенты фильтрационных сопротивлений и депрессия на пласт скважин

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № скв. |  |  | δi, МПа |
| 1 | 0,0135 | 0,41 | 0,8 |
| 2 | 0,0119 | 0,5 | 0,75 |
| 3 | 0,0065 | 0,9 | 0,5 |
| 4 | 0,011 | 0,4 | 0,6 |
| 5 | 0,0387 | 0,28 | 0,7 |
| 6 | 0,0329 | 0,3 | 0,9 |
| 7 | 0,0145 | 0,63 | 0,45 |
| 8 | 0,002 | 1,15 | 0,72 |
| 9 | 0,0245 | 0,8 | 0,83 |
| 10 | 0,0018 | 0,4 | 0,55 |

Таблица Б.5 – Темп отбора в период постоянной добычи и продолжительность периода нарастающей добычи

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | Темп отбора в период постоянной добычи, % от  | Кпд | Вариант | Продолжительность периода нарастающей добычи, год |
| А | 4 | 0,6 | 1 | 7 |
| Б | 5 | 0,55 | 2 | 6 |
| В | 6 | 0,65 | 3 | 5 |
| Г | 5 | 0,57 | 4 | 7 |
| Д | 6 | 0,5 | 5 | 6 |
| Е | 7 | 0,52 | 6 | 4 |

Таблица Б.6 – Радиусы батарей и количество скважин в каждой батареи

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Батарея | Радиус батареи  | Число скважин в батарее , шт |
| 1 |  | 17 |
| 2 |  | 15 |
| 3 |  | 12 |
| 4 |  | 8 |
| 5 |  | 6 |

Таблица Б.7 – Проницаемость и толщина пропластков

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № пропластка | Проницаемость , мкм2 | Толщина , м |
| 1 | 0,055 | 8,1 |
| 2 | 0,098 | 1,2 |
| 3 | 0,012 | 2,9 |
| 4 | 0,005 | 1,7 |
| 5 | 0,031 | 5,1 |

Таблица Б.8 – Проницаемость и толщина пропластков

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № пропластка | Проницаемость ki, мкм2 | Толщина hi, м |
| 1 | 0,088 | 2,1 |
| 2 | 0,167 | 0,4 |
| 3 | 0,255 | 0,7 |
| 4 | 0,533 | 1,5 |
| 5 | 0,290 | 2,5 |
| 6 | 0,180 | 0,9 |
| 7 | 0,105 | 0,2 |
| 8 | 0,308 | 1,7 |
| 9 | 0,200 | 0,5 |
| 10 | 0,067 | 1,0 |

Таблица Б.9 – Критические параметры некоторых веществ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Вещество | Химическая формула | υкр, см3/(г∙моль) | Ркр, МПа | Ткр, К | zкр | ρкр, кг/м3 |
| метан | СН4 | 99,5 | 4,604 | 190,55 | 0,290 | 162,0 |
| этан | С2Н6 | 148,0 | 4,880 | 305,43 | 0,285 | 203,0 |
| пропан | С3Н8 | 200,0 | 4,249 | 369,82 | 0,277 | 220,0 |
| н-бутан | n-C4H10 | 255,0 | 3,796 | 425,16 | 0,274 | 228,0 |
| изо-бутан | i-C4H10 | 263,0 | 3,647 | 408,13 | 0,283 | 221,0 |
| н-пентан | n-C5H12 | 311,0 | 3,369 | 469,65 | 0,269 | 232,0 |
| изо-пентан | i-C5H12 | 310,0 | 3,381 | 460,39 | 0,270 | 236,0 |
| гексан | C6H14 | 368,0 | 3,013 | 507,35 | 0,264 | 234,0 |
| гептан | C7H16 | 426,0 | 2,736 | 540,15 | 0,352 | 235,0 |
| октан | C8H18 | 486,0 | 2,486 | 568,76 | 0,256 | 235,0 |
| азот | N2 | 90,1 | 3,398 | 126,26 | 0,291 | 311,0 |
| водород | H2 | 65,0 | 1,296 | 33,25 | 0,304 | 30,7 |
| воздух |  | 86,5 | 3,648 | 132,46 | — | 335,0 |
| водяной пар | Н2О | 57,0 | 21,408 | 647,30 | 0,234 | 316,0 |
| кислород | O2 | 74,4 | 5,080 | 154,78 | 0,292 | 430,0 |
| сероводород | H2S | 95,0 | 9,007 | 373,60 | 0,268 | 359,0 |
| двуокись углерода | CO2 | 94,0 | 7,381 | 304,20 | 0,274 | 468,0 |
| окись углерода | CO | 93,1 | 3,499 | 132,93 | 0,294 | 301,0 |
| двуокись азота | NO2 | 82,0 | 10,132 | 431,00 | 0,232 | 561,0 |
| окись азота | NO | 58,0 | 6,535 | 180,30 | 0,260 | 520,0 |
| двуокись серы | SO2 | 122,0 | 7.893 | 430,65 | 0,268 | 525,0 |
| гелий | He | 57,8 | 0,229 | 5,20 | 0,300 | 69,2 |
| аргон | Ar | 75,2 | 4,863 | 150,72 | 0,290 | 531,0 |
| криптон | Kr | 92,2 | 5,492 | 209,39 | 0,291 | 908,0 |
| фтор | F2 | — | 5,573 | 144,20 | 0,292 | 630,0 |
| хлор | Cl2 | 124,0 | 7,711 | 417,20 | 0,276 | 573,0 |
| этилмеркаптан | C2H5SH | 207,0 | 5,315 | 499.10 | 0,274 | \_\_ |
| вода | H20 | 56,0 | 22,119 | 547,40 | 0,228 | 325,0 |