1. **Введение**

Подземная гидромеханика – наука о движении жидкости, нефти, газа и их смесей в пористых средах, слагающих продуктивные пласты - является теоретической основой разработки нефтяных и газовых месторождений, одной из профилирующих дисциплин в учебном плане нефтяных вузов.

В основе подземной гидравлики лежит представление о том, что нефть, газ и вода, заключенные в пористой среде, составляют единую гидравлическую систему.

Движение жидкости и газа в продуктивных пластах связано с процессом добычи из залежи нефти и газа. Это движение обладает специфическими особенностями, отличающими его от движения жидкости и газе по трубам или в открытых руслах. При движении природных жидкостей (нефть, вода) или газа в естественном грунте частицы жидкости (газа) перемещаются через поры грунта (или по его трещинам), т.е. через мельчайшие каналы, образовавшиеся между частицами грунта вследствие их неплотного прилегания друг к другу. Такое движение жидкостей и газа в природной пористой среде называется фильтрацией.

В теории фильтрации принимается, что пористая среда и насыщающие ее флюиды образуют сплошную среду, т.е. заполняют любой выделенный элементарный объем непрерывно. Изучением законов фильтрации жидкостей и газа и занимается подземная гидрогазодинамика.

Особенностью теории фильтрации нефти и газа в природных пластах является одновременное рассмотрение процессов в областях, характерные размеры которых различаются на порядки: размер пор (до десятков микрометров), диаметр скважин (до десятков сантиметров), толщины пластов (до десятков метров), расстояния между скважинами (сотни метров), протяженность месторождений (до сотен километров).

Следует отметить, что проектирование разработки нового месторождения нефти или газа , а также эксплуатация скважин невозможны без широкого применения законов подземной гидрогазодинамики. На основании законов гидрогазодинамики решаются такие задачи, как размещение скважин на нефтегазоносном месторождении (выбор сетки разработки); определение количества и порядок ввода скважин в эксплуатацию; обоснование режима работы эксплуатационной скважины; регулирование и контроль фронта вытеснения нефти или газа (стягивание контура нефтеносности); исследование скважин и пластов с целью определения их фильтрационных характеристик и т.д. Решение этих вопросов на базе законов подземной гидрогазодинамики позволяет планировать добычу нефти и газа, а следовательно, и оценивать экономическую эффективность технологических мероприятий по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

**2. Цель и задачи курсовой работы**

Курсовая работа по дисциплине «Подземная гидромеханика»

выполняется студентами после изучения курса данного предмета. Наряду с лекциями, практическими занятиями и выполнением контрольных заданий написание курсовой работы способствует углублению знаний студентов по изучаемой дисциплине.

Выполнение курсовой работы предполагает закрепление полученных

студентами знаний, развитие самостоятельных творческих навыков работы

с литературой, научно-техническими и методическими материалами, а также приобретение практического опыта аналитической работы.

Выполнение студентами курсовой работы по подземной гидромеханике является весьма важным этапом при изучении этой дисциплины. Цели и задачи выполнения курсовой работы:

1. углубление и закрепление теоритических знаний, полученных студентами во время лекционных занятий и при самостоятельном изучении курса;
2. привитие навыков самостоятельной работы с учебной и научной литературой;
3. выработка аналитического мышления при изучении и решении поставленных вопросов и задач;
4. выработка умения грамотно и сжато излогать суть вопроса, поставленного в теме курсовой работы;
5. привитие навыков выполнения расчетов по тем или иным формулам, применеия системы единиц измерения СИ;
6. привитие умения делать анализ и вывод по полученным результатам;
7. привитие навыков оформления курсовой работы согласно предъявляемым требованиям.

Выполнение курсовой работы является одним из важных моментов подготовки к дипломному проектированию. Взаимосвязь курсового и

дипломного проектирования обеспечивается продуманным выбором

направления технологического развития конкретного нефтегазодобывающего предприятия на стадии курсового проектирования.

Выполнение курсовой работы развивает у студента навыки самостоятельного творчества, воспитывает чувство ответственности за

полученные результаты, приобщает его к научно-исследовательской работе, развивает навыки инженерно-технических расчетов и анализа результатов.

На любом этапе предусматривается возможность консультирования с

руководителем по курсовому проектированию при возникновении вопросов и сложных моментов в процессе курсового проектирования.

Выполнеие курсовой работы является заключительным этапом при изучении курса подземной гидромеханике.

**3. Краткая теория по теме курсовой работы**

Уравнение материального баланса для газовой залежи - основа метода определения запасов газа по данным об изменении добытого количества газа и средневзвешенного по газонасыщенному объему порового пространства пластового давления. Уравнение материаль­ного баланса в той или иной форме записи используется при опреде­лении показателей разработки месторождений природного газа в условиях газового или водонапорного режима. Дифференциальные уравнения истощения газовой залежи применяются в расчетах пока­зателей разработки газовых месторождений в период падающей до­бычи газа. Приведем вывод этих широко распространенных уравне­ний.

**3.1 Уравнение материального баланса при газовом режиме залежи**

Согласно принципу материального баланса, начальная масса Мн газа в пласте равняется сумме отобранной к моменту t массы газа Мдоб и оставшейся на момент t массы газа Мост в пласте, т.е.

**Мн = Мост(t) + Мдо6(t).**

Если обозначить начальный объем порового пространства через Ώн, а средний для залежи коэффициент газонасыщенности (от­ношение газонасыщенного объема к общему поровому объему зале­жи) через , то начальная масса газа в залежи до ее разработки будет

**Мн =Ώн *р*н**

Здесь рн - плотность газа при пластовой температуре Тпл и на­чальном пластовом давлении.

Согласно уравнению состояния для реального газа

**ρн = ρат pнzат/ pатzн ,**

где ρат — плотность газа прират и Тпл ,zни zат коэффициенты сверхсжимаемости газа при температуре Тпл и давленияхрн и рат со­ответственно.

Следовательно, начальная масса газа в пласте равняется

**Мн =Ώн ρат pнzат/ pатzн (1.1)**

По мере разработки газовой залежи давление в ней падает. Пластовая температура в процессе разработки газового месторожде­ния остается (практически) неизменной. Тогда к некоторому моменту *t* при среднем пластовом давлении (t) масса газа в пласте

**Мост(t) =Ώн ρат (t)zат/ pатz((t)) (1.2)**

Пусть изменение во времени отбора газа из залежи в единицу времени определяется функциональной зависимостью Q\*=Q\*(t). Тог­да за время t суммарная масса отобранного газа составит

**Мдо6(t)= ρат Q\*доб(t)= ρат\*(t)dt (1.3)**

С учетом выражений (1.1)-(1.3) уравнение материального балан­са для газовой залежи в случае газового режима записывается в виде

**Ώн *р*нzат/ zн=Ώн(t)zат/z[(t)]+pат Q\*доб(t) (1.4)**

Здесь Q\*доб(t)- количество добытого газа к моменту t, приве­денное крат и Тпл , м3.

Обычно добытый из залежи объем газа вычисляется при стан­дартной температуре Тст (293° К) и рат . Добытое количество газа, приведенное к стандартным условиям, обозначим Qдоб(t). В этом случае уравнение материального баланса принимает вид

**Ώн *р*н/zн=Ώн(t)/z[(t)]+pат Qдоб(t)Тпл/Тст (1.5)**

Коэффициентzат близок к единице. Поэтому здесь и в даль­нейшем принимаем, что zат = 1.

Уравнение материального баланса (1.4) можно получить инте­грированием дифференциального уравнения истощения газовой за­лежи. Поступим наоборот. Из уравнения (1.4) получим диффе­ренциальное уравнение истощения газовой залежи. Для этого про­дифференцируем по времени уравнение (1.4) :

**dQ\*доб(t)/dt =Ώнpат dt[z(t))]**

С учетом выражения для добытого количества газа (1.3) получа­ем следующее искомое уравнение

**Q\*(t) =Ώнpат dt[z(t))] (1.6)**

Из уравнения (1.6) следует, что количество отбираемого в еди­ницу времени газа в момент t пропорционально скорости (темпу) из­менения приведенного среднего пластового давления в залежи на тот же момент.

**3.2 Уравнение материального баланса при водонапорном режиме залежи**

При водонапорном режиме формулировка принципа матери­ального баланса следующая: начальная масса газа в пласте равняет­ся сумме добытой массы газа и массы газа, оставшейся в газонасы­щенном и обводненном Мо6в объемах пласта.

Так как обводненный объем пласта равен Ώн - Ώ(t), то в этом объеме при среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности αост находится газ в количестве

**Мобв(t) = ρат[Ώн - Ώ(t)] αост (t)/ pатz[(t)] (1.7)**

Следовательно, уравнение материального баланса для газовой залежи в условиях водонапорного режима с учетом неполноты вы­теснения газа водой записывается в виде

**Ώн *р*н/zн=Ώн(t)/z[(t)]+pат Qдоб(t)Тпл/Тст +**

**+[Ώн - Ώ(t)] αост (t)](t)/ z[(t)] (1.8)**

Здесь *-* среднее давление в обводненном объеме пласта; z() *-* коэффициент сверхсжимаемости прииТпл; αост — отно­шение защемленного объема газа (при давлении и температуре Тпл) к общему поровому объему обводненной зоны пласта. По дан­ным лабораторных исследований, коэффициент остаточ­ной газонасыщенности зависит от давления в обводненном объе­ме, что и отражено в уравнении (1.8).

При среднем коэффициенте остаточной газонасыщенности *α*ост(суммарное количество водыQB(t), поступившей в залежь к некоторому моменту *t,* распределится в объемеQв(t)/[-*α*ост( Тогда газонасыщенный объем (внутри контура газ-вода) ко времени *t* составит:

**Ώ(t)=Ώн - Qв(t)/[-*α*ост() (1.9)**

Таким образом, под текущим газонасыщенным объемом (в 1.8) понимается его выражение согласно (1.9).

Не представляет труда из уравнения материального баланса (1.8) получить дифференциальное уравнение истощения залежи при водонапорном режиме.

Принципиальных затруднений для использования (1.8) и (1.9) при определении показателей разработки газовых месторождений в условиях водонапорного режима не имеется. Однако использование указанных формул усложняет методику расчетов, что объяс­няется необходимостью определения αост и учета изменения этого коэффициента от переменного давления *.* Кроме того, при анализе фактических данных затрудняется определение зависимости Расчеты значительно упрощаются, если в (1.8) принять следующее допущение

**(1.10)**

Условие (1.10) характеризует допущение о том, что газ защем­ляется при давлении, равном среднему пластовому давлению в зале­жи, и изменение коэффициента остаточной газонасыщенности опре­деляется изменением во времени среднего пластового давления, т.е. αост ***=*** α**ост**(). Тогда из (1.8) с учетом (1.9) и (1.10) получим

**z[(t)][(Ώн *р*н/zн)- pат Qдоб(t)Тпл/Тст]/ Ώн - Qв(t) (1.11)**

Важность уравнения (1.11) состоит в том, что для использования его, благодаря допущению (1.10), не требуется знания трудно опре­деляемой аосх для обводненной зоны пласта и установления зависи­мости ее изменения во времени. Уравнение (1.11) обеспечивает высо­кую точность при прогнозных расчетах до отбора из залежи 50% и более от начальных запасов газа в пласте. При больших отборах не­обходимо использовать уравнения (1.8) и (1.9).

В ряде случаев, при значительной неоднородности пласта по коллекторским свойствам, в обводненной зоне может оставаться газ в виде макрозащемленных объемов. Тогда при анализе разработки в уравнении материального баланса его необходимо учитывать. В прогнозных же расчетах весьма затруднительно заранее учесть воз­можность формирования макрозащемленных объемов газа. Строго говоря, их не следует допускать в принципе, предпринимая соответ­ствующие меры по регулированию системы разработки.

**3.3 Учет отдельных факторов в материальном балансе залежи**

Теория и практика разработки месторождений природных газов приводят к необходимости учета в уравнении материального балан­са некоторых процессов, проходящих в продуктивном пласте при снижении давления.

***Учет ретроградных явлений в пласте***

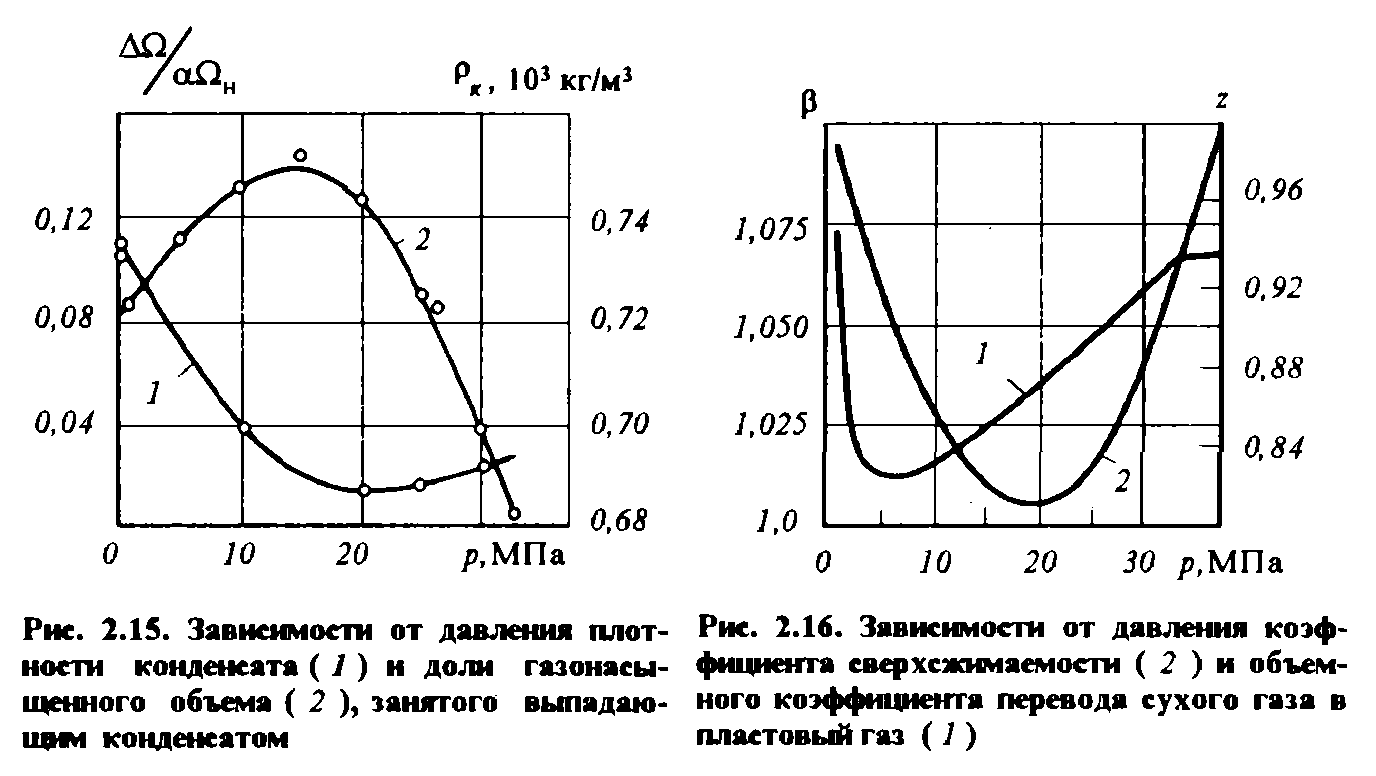
При разработке газоконденсатной залежи в пласте выпадает конденсат. Поэтому начальная масса Мн газоконденсатной смеси в пласте равняется сумме текущей массыM(t) газоконденсатной си­стемы в пласте, массы Mк(t) выпавшего в пласте сырого конденсата к моменту *t* и массы добытогоMдоб(t) пластового газа к моменту *t,* т.е.

**Мн = M(t) + Mк(t) + Mдоб(t) (1.12)**

Поступая аналогично предыдущим случаям, получаем следую­щее уравнение для газоконденсатной залежи применительно к газо­вому режиму:

**Ώн *р*н Тст ρгн/ pат zн Тпл =[Ώн -ΔΏ( )](t) Тстρг( )/z() pатТпл + +ΔΏ( ) ρк( )+ Mдоб(t) (1.13)**

Здесь Ώн,ΔΏ( ) *-* соответственно начальный газонасыщенный поровый объем залежи и объем пор пласта, занятых выпавшим сырым конденсатом к моменту *t; рн,* (t) - начальное и текущее сред­нее пластовые давления, взвешенные соответственно по поровым объемам Ώни Ώн -ΔΏ( ); zн,z() *-* коэффициенты сверхсжи­маемости газоконденсатной системы при температуре *Т*пл и соответ­ственно при давлениях *рн* и(t); ρгн, ρг( ) - соответственно плот­ность пластового газа начального и текущего состава, приведенные к раг и Тст; ρк( ) - плотность выпавшего в пласте сырого конденсата на момент *t,* приведенная к давлению(t) и температуре *Тпл.*

****

При определении массы добытого пластового газа к моменту *t* используется следующее рекуррентное соотношение:

**Mдоб(t) = Mдоб(t - Δt) +{ Qдоб сг(t)β[(t)]- Qдоб сг(t - Δt)β[(t - Δt)]}{ρг [(t)]+ + ρг [(t- Δt)]} (1.14)**

ЗдесьMдоб(t - Δt) *-* масса добытого пластового газа на момент t - Δt*;* Qдоб сг(t - Δt) *,* Qдоб сг(t) - добытые количества сухого газа на моментыt - Δt и *t* соответственно, приведенные крат и Тст*;* Δt *-* шаг по времени; β() - объемный коэффициент перевода сухого газа в пластовый газ при стандартных условиях, β = Qдоб пл г / Qдоб сг .

***Деформационные изменения в продуктивном пласте***

Лабораторные эксперименты с образцами керна показывают, что при снижении внутрипорового (пластового) давления умень­шаются коэффициенты пористости и проницаемости. Проницаемость карбонатных коллекторов в значительной мере трещинная. Она особенно чувствительна к изменениям давления в призабойной зоне или отдаленных областях пласта.

Результаты экспериментов показывают, что зависимость коэф­фициента пористости от давления обычно экспоненциальная:

**m = m0 ехр[-аm(pн - р)]**

Здесь m0 - коэффициент пористости при рн; аm - коэффициент сжимаемости пор, 1/МПа.

Тогда нетрудно видеть, что уравнение материального баланса для газовой залежи с деформируемым коллектором записывается в виде (при принятии = 1)

**(t) ехр[-аm(pн - (t))]/z[(t)]= *р*н/zн - pат Qдоб(t)Тпл/ Ώн Тст (1.15)**

Оценки показывают допустимость применения уравнения (1.15) при высоких коэффициентах газонасыщенности а (при ≥0,8).

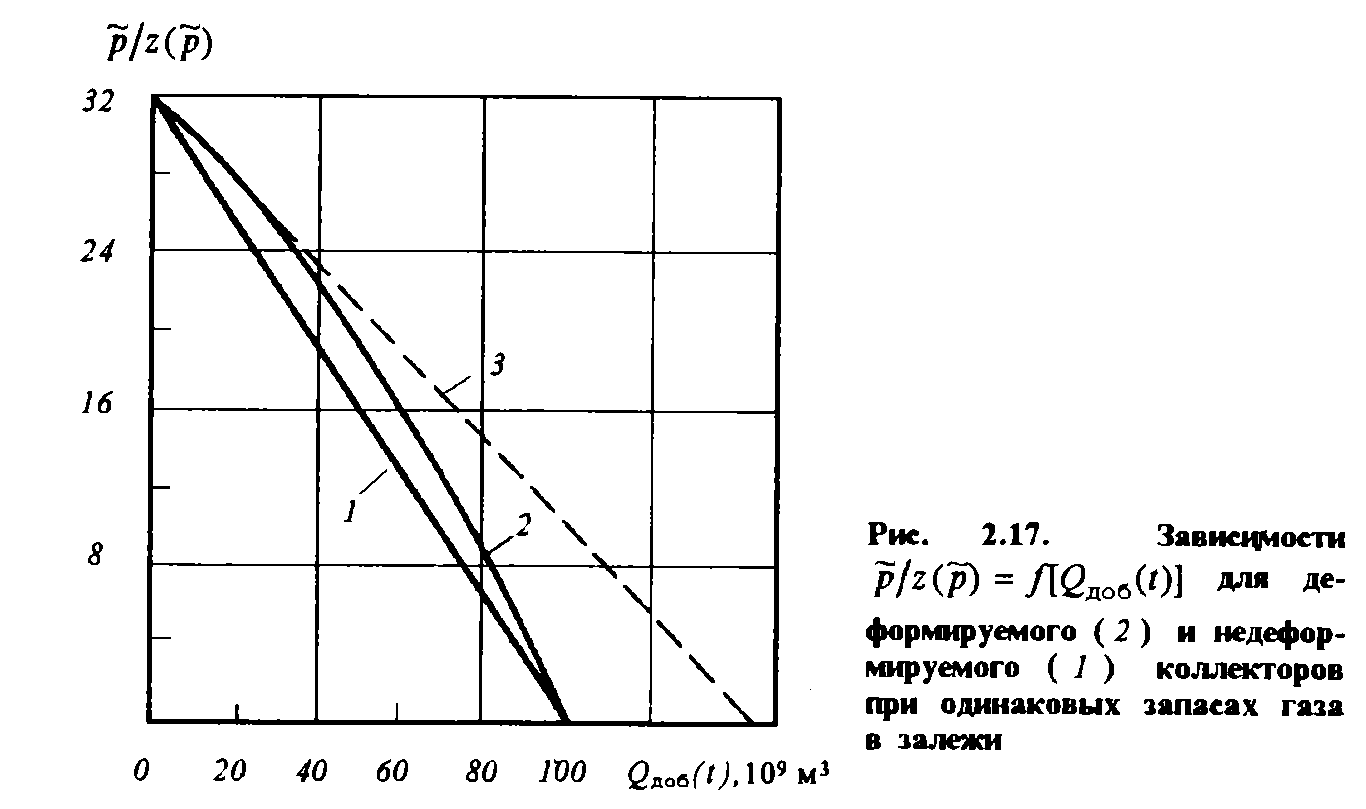
При деформации пласта - коллектора коэффициент газонасы­щенности изменяется, во-первых, вследствие уменьшения порового объема залежи и, во-вторых, по причине расширения остаточной во­ды. Обозначим текущий коэффициент газонасыщенности пласта че­рез . Тогда уравнение материального баланса представляется следующим образом:

**(t**)[**(t)] ехр[-аm(pн - (t))] / z[(t)]= *р*н/zн - pат Qдоб(t)Тпл/ / Ώн Тст**

Здесь [**(t)]= 1-(1-**) **ехр[(аm+** β**ж)(pн - (t))];**  β**ж** - коэффициент объемной упругости жидкости.

Влияние деформации пласта-коллектора на зависимость **/z()=f(Qдоб(t))** проиллюстрировано на рис. 2.17. При этом за­пасы газа в рассматриваемом пласте Qзап =100 млрд.м3, а *рн=*30 МПа. Содержание метана в газе 98%, пластовая температура 323К,  = 1.

Значение аm = 10-2 1/МПа (для сопоставления отметим, что в случае гранулярного коллектора am ≈ 10-3 1/МПа).



Итак, вследствие деформации продуктивного коллектора зави­симость**/z()=f(Qдоб(t))** (линия 2) располагается выше соответ­ствующей зависимости при отсутствии деформации (линия 1), что объясняется уменьшением во времени порового объема залежи. При = 0 линии 1 и 2 сходятся в одну точку, так как независимо от того, деформируемый ли пласт или нет, добытое количество газа к мо­менту, когда = 0, должно равняться начальным запасам газа в пласте. Если проэкстраполировать началь­ный участок зависимости**/z()=f(Qдоб(t))**  до оси абсцисс ( ли­ния 3 ), то оцениванием завышенные начальные запасы газа в пласте.

**4.Примеры числовых расчетов и графических решений**

Многие задачи неустановившейся фильтрации газа решаются приближенно по методу последовательной смены стационарных состояний с привлечением уравнения материального баланса газа.

4.1 Решение задачи о притоке газа к скважине методом последовательной смены стационарных состояний

Отметим, что метод ПССС основан на следующих предпосылках:

1. в каждый момент времени существует конечная возмущенная область, в которой происходит движение газа к скважине;
2. движение газа внутри возмущенной области стационарно;
3. размер возмущенной области определяется из уравнения материального баланса.

Рассмотрим решение задачи (методом ПССС) о притоке газа к скважине с постоянным дебитом QАТ ; радиус скважины rC .

В любой момент времени возмущенной областью является круговая область радиусом R (t) , внутри которой давление распределяется по стационарному закону (6.26)

, . (8.15)

Вне возмущенной области давление равно начальному (невозмущенное состояние):

Р = РК , r > R (t). (8.16)

Для возмущенной зоны можно записать выражение дебита по формуле (6.28) для стационарной фильтрации:

, (8.17)

Заметим, что в нашей задаче (при QАТ = const) забойное давление РС = РС (t).

Для дальнейших выводов выделим из (8.17) отношение:

.

и подставим в формулу (8.15). Получим:

. (8.18)

Для нахождение R (t) составим уравнение материального баланса.

Начальный запас газа (при Р = РК) в зоне пласта радиусом R (t)

. (8.19)

Текущий запас газа выразим через средневзвешенное давление :

, (8.20)

где  определяется по формуле (6.30) установившейся фильтрации

 (8.21)

Так как отбор происходит с постоянным дебитом QАТ, то отобранная масса газа к моменту *t* равна . Следовательно



или с учетом (8.19) и (8.20), имеем

 (8.22)

Подставляя в (8.22) выражения (8.21) для  и (8.17) для *QАТ*, получим



откуда 

или  (8.23)

Для значений времени, для которых  имеем

. (8.24)

Зная закон движения границы возмущенной области в виде (8.23) или (8.24), можно найти давление в любой точке возмущенной зоны пласта и на забое скважины по формуле (8.18)

 (8.25)

;

 (8.26)

Формула (8.25) и (8.26) пригодны как для бесконечного пласта, так и для конечного открытого или закрытого пластов радиусом . В последнем случае они годятся только для первой фазы движения, пока воронка депрессии не достигнет границы пласта, т.е. для .

Изменение давления во второй фазе зависит от типа газового пласта. Если он закрыт, то давление будет продолжать снижаться во всем пласте, включая границу.

Если он открытый (Р = РК при r = RK), т.е. режим водонапорный, то во второй фазе установится стационарный режим с постоянной депрессией

(РК - РС), где

 . (8.27)

* 1. **Приближенное решение задачи об отборе газа из замкнутого пласта**

Рассмотрим задачу об отборе газа из замкнутой круговой залежи радиусом RК. В центре залежи находится скважина радиусом rС . До вскрытия пласта скважиной давление во всей залежи было РК .

Рассмотрим две задачи:

1. отбор газа с постоянным дебитом (QАТ = const);
2. отбор газа с сохранением давления на скважине (PC = const).

В первой задаче нас интересует падение давления на границе пласта  и на забое скважин .

Во второй задаче – падение давления на границе  и падение дебита Q(t).

Обе задачи решаем методом ПССС, т.е. с применением законов стационарной фильтрации газа и уравнения истощения газовой залежи. Это уравнение – уравнение материального баланса – заключается в том, что количество газа, извлеченного из пласта за некоторый промежуток времени, равно уменьшению запасов газа в пласте. Так как пласт замкнут, то запасы ограничены и не пополняются извне.

Выведем это уравнение.

Если - плотность идеального газа, соответствующая усредненному давлению в пласте ; Vпор - объем порового пространства пласта, принимаемый постоянным; то уменьшение запасов газа за бесконечно малый промежуток времени запишется в виде

. (8.28)

Отобранная масса газа за тот же промежуток времени будет равна

 . (8.29)

Приравнивая (8.28) и (8.29), получим дифференциальное уравнение истощения газовой залежи

. (8.30)

Ранее было показано, что средневзвешенное давление при плоскорадиальной фильтрации газа мало отличается от контурного РК (в нашем случае РК – давление на границе замкнутого пласта). Поэтому можно принять  и заменяем в (8.30)  на :

 (8.31)

Теперь рассмотрим случай первый: QAT = const .

При этом

 . (8.32)

Интегрируем это уравнение, учитывая, что при t = 0 Р = РН ; получаем

 , (8.33)

т. е. давление на границе пласта меняется по линейному закону с течением времени (рис.54).

Для определения закона изменения забойного давления с течением времени, запишем формулу для дебита скважины

 (8.34)

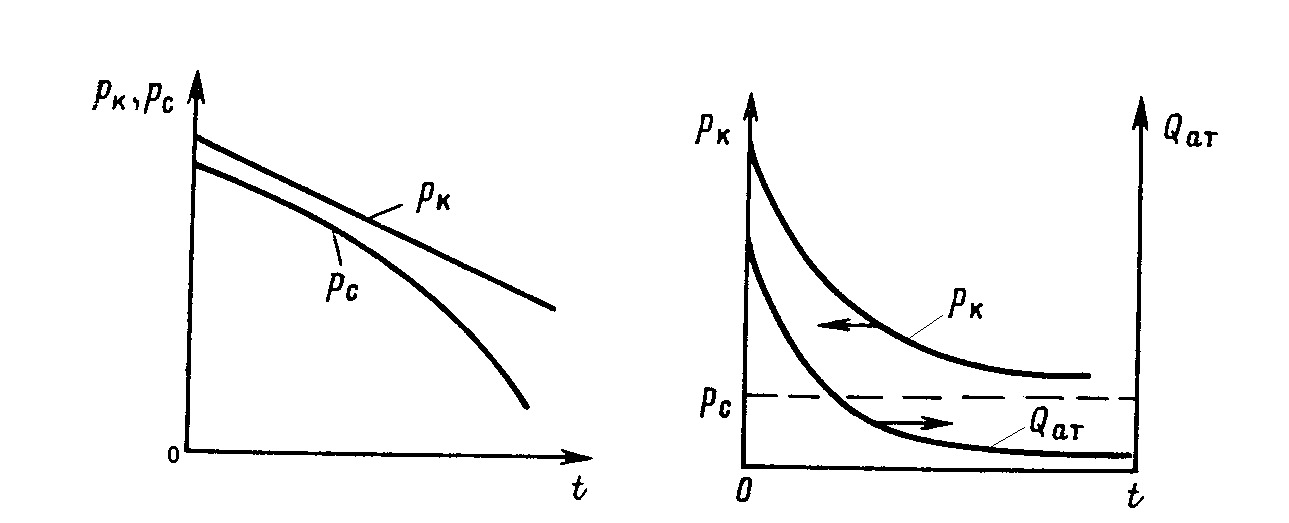
и выразим из нее забойное давление

 . (8.35)

Отсюда с учетом выражения (8.33) для РК находим

 . (8.36)

График изменения РС (t) по (8.36) показан на рис.54.



**Рис. 54 Рис. 55**

Рассмотрим второй случай: РС = const .

Для определения зависимости РК от t подставим выражение для дебита (8.34) в уравнение (8.31) и разделим переменные

 .

Обозначим  и интегрируя от 0 до t и от РН до РК , получим

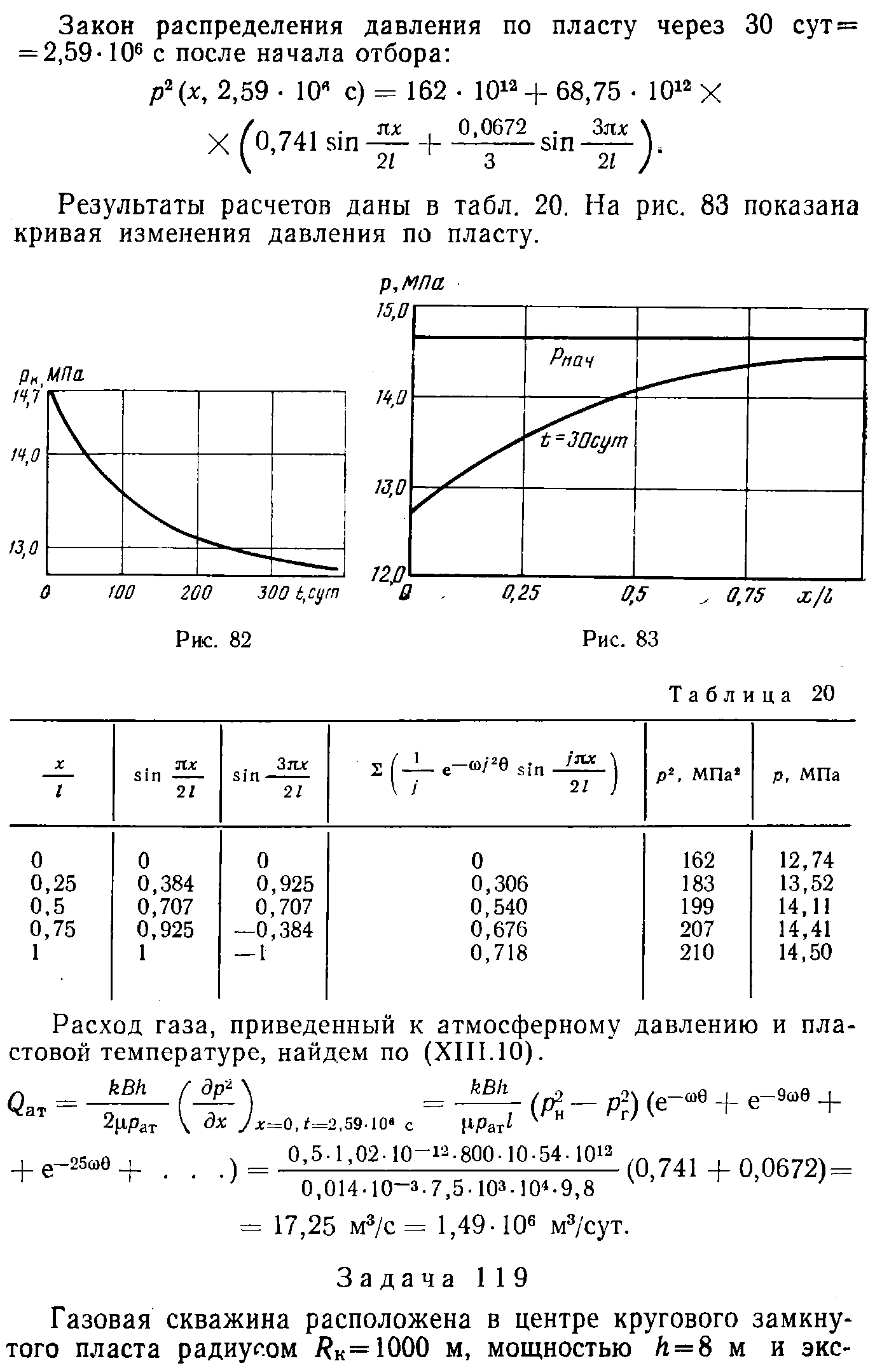
 ,

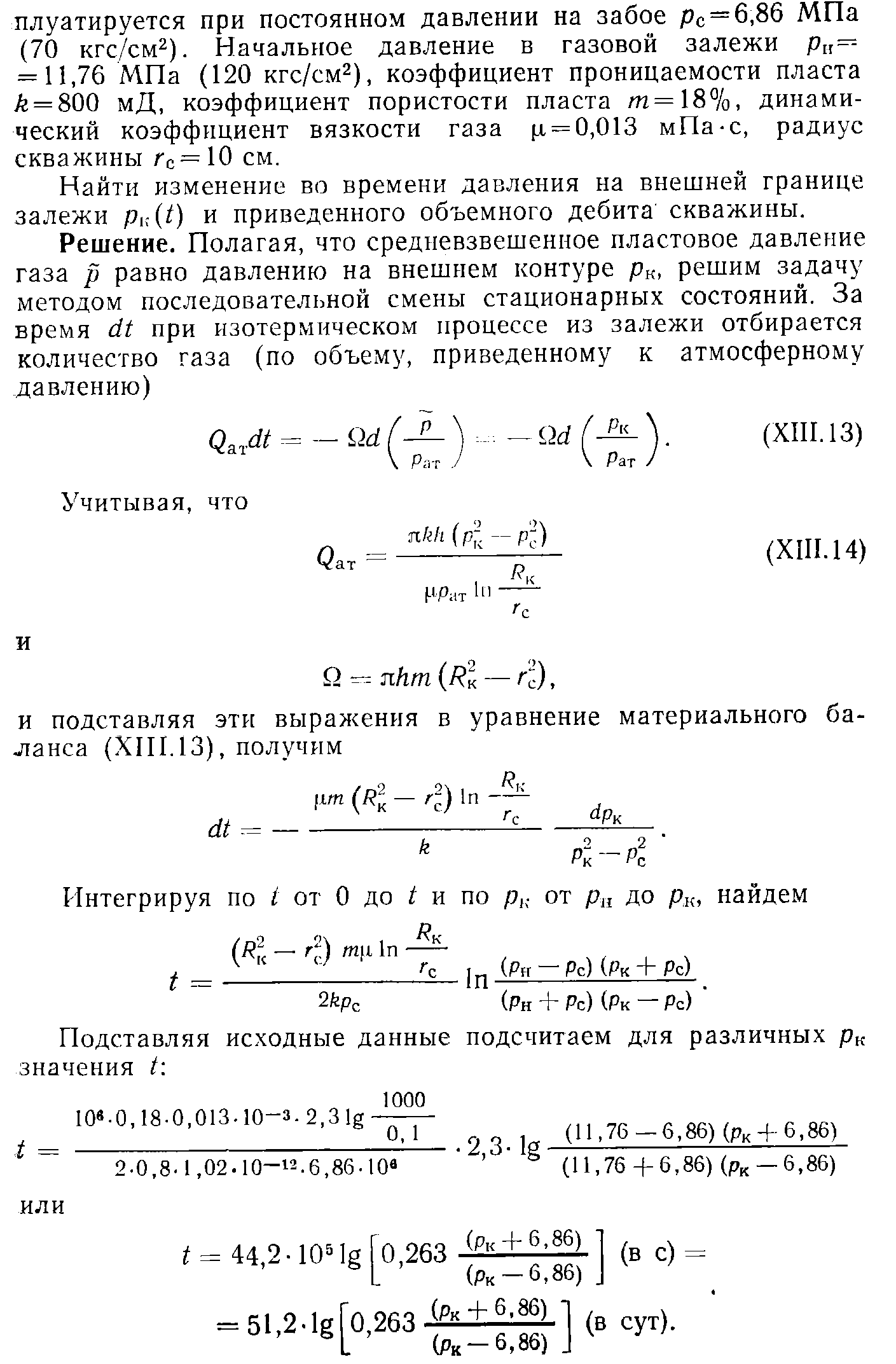
откуда

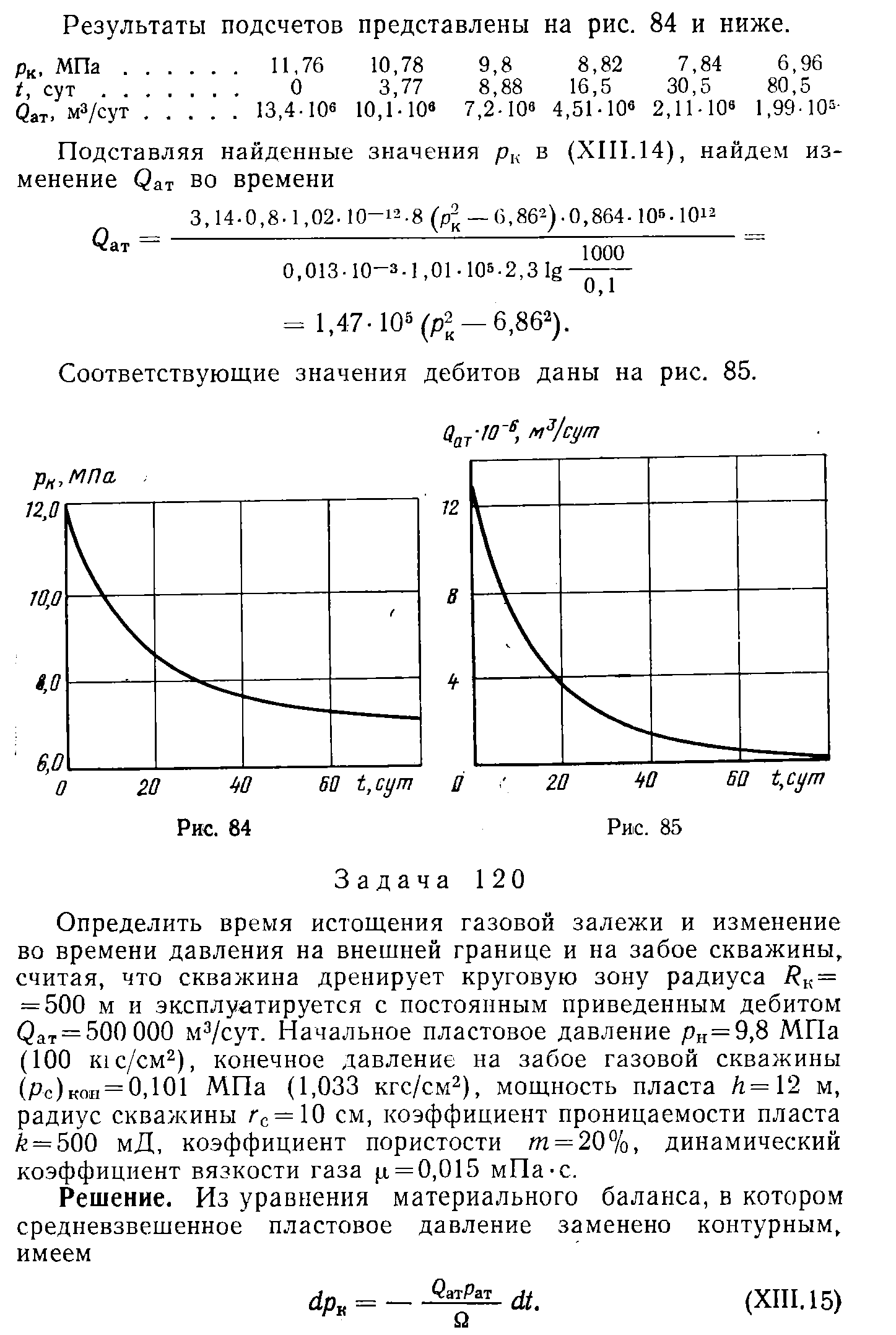
 . (8.37)

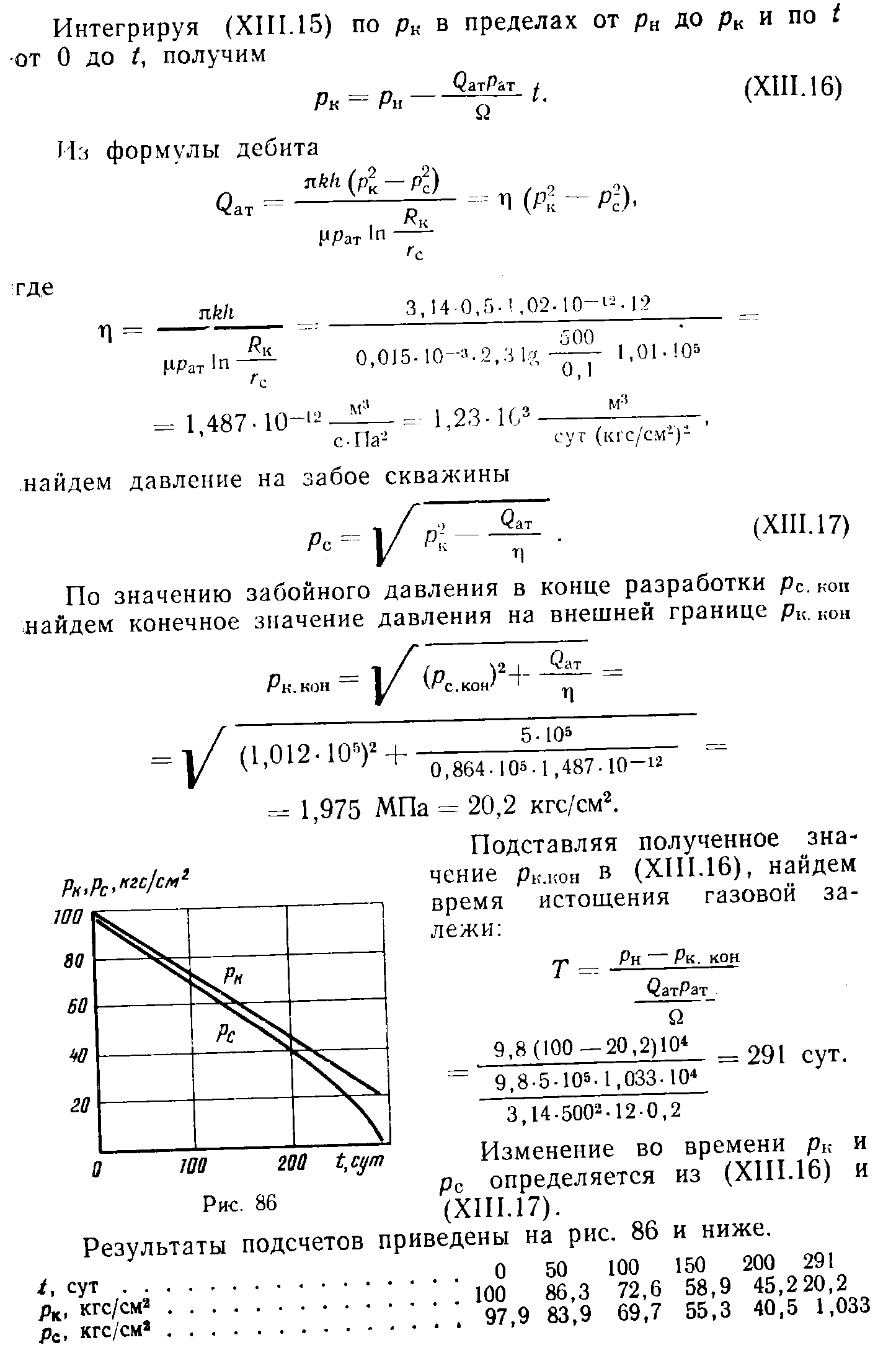
Задаваясь различными значениями давления РК на границе залежи, начиная от РН и меньшими, можно найти соответствующие значения времени разработки залежи. Подставляя заданные значения РК в формулу (8.34), определяем дебиты в эти же моменты времени t. Графики РК(t) и QAT(t) для этого случая приведены на рис.55.

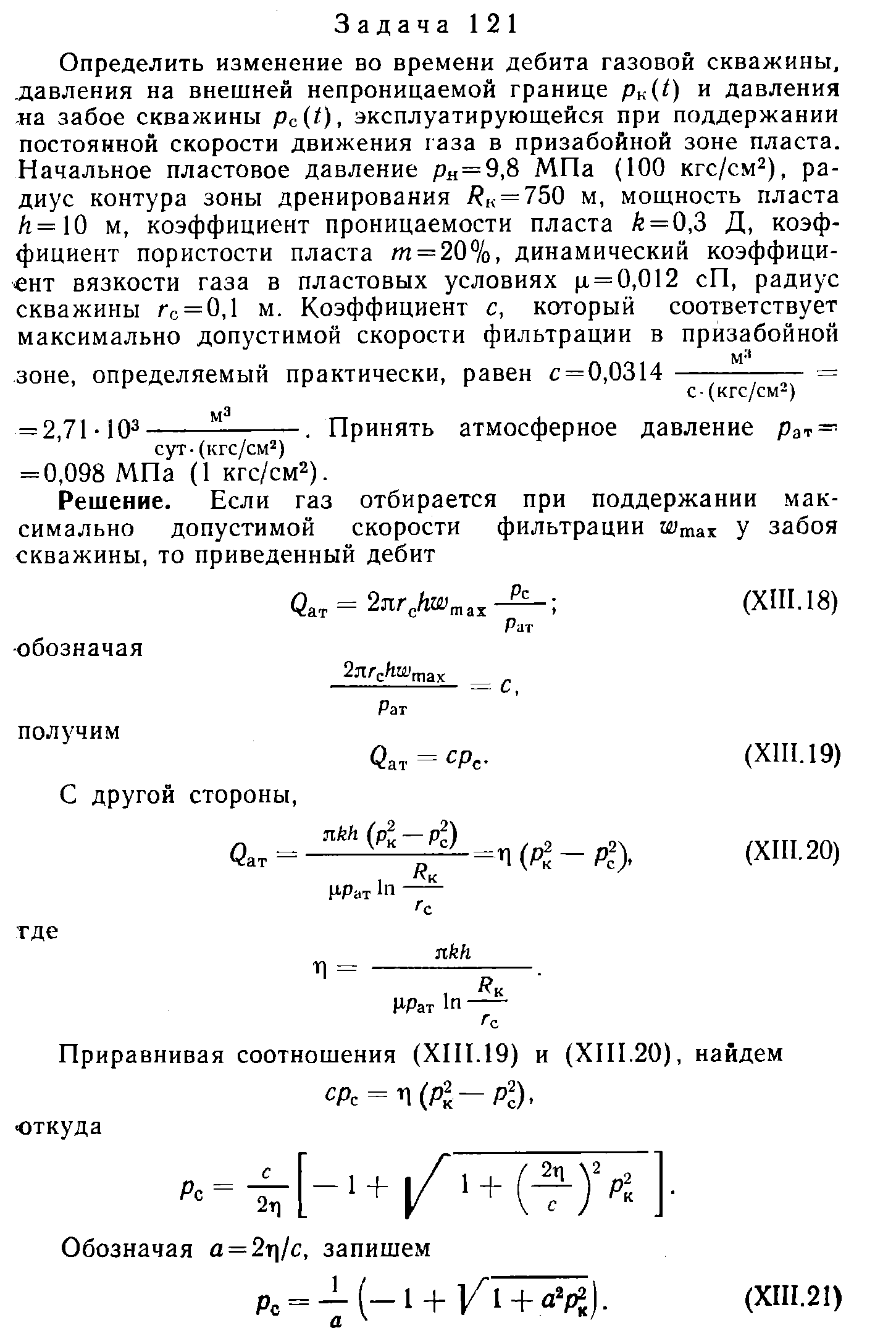
* 1. **Примеры решения задач**

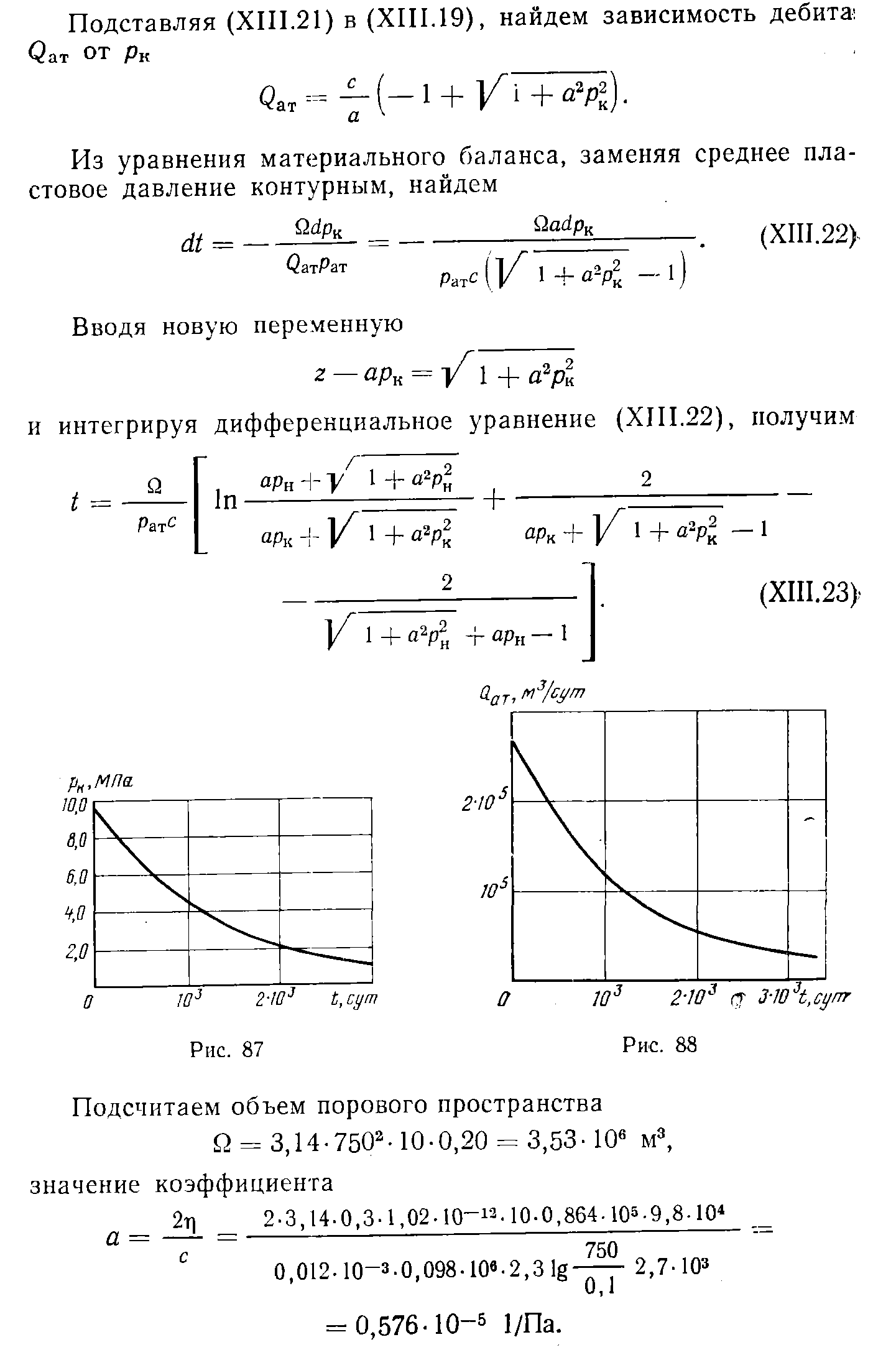


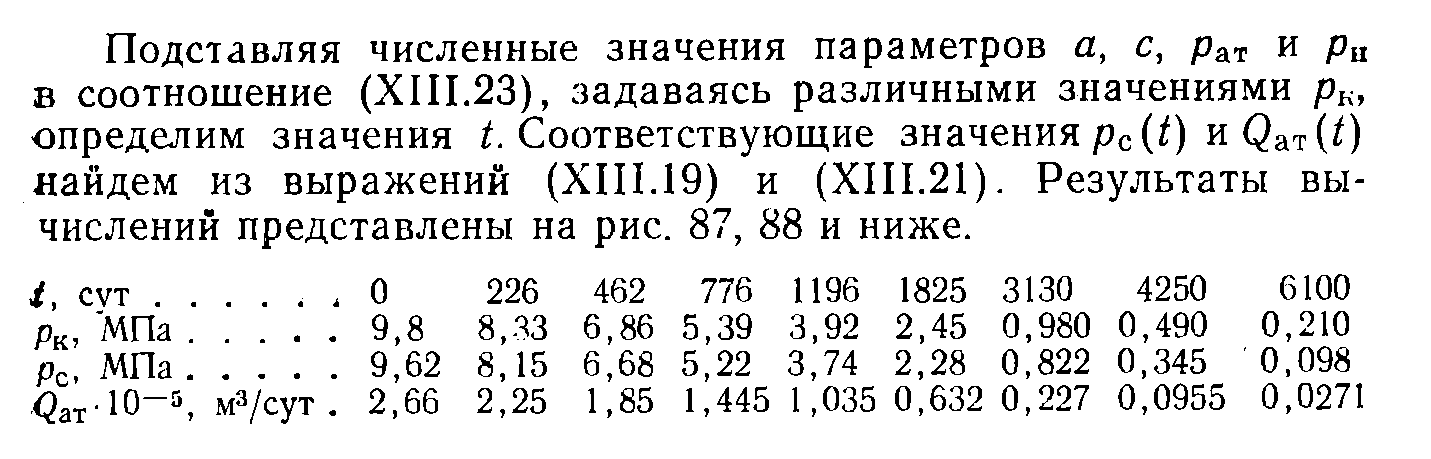












**5.Практическое использование полученных результатов**

Материальный баланс газовой залежи— отражает закон сохранения массы применительно к газовой (газоконденсатной, газогидратной) залежи. При разработке месторождения в условиях газового режима материальный баланс газовой залежи записывается в следующем виде: 

**Мн = Мост(t) + Мдоб(t),** где   
  
Мн — начальная масса газа в пласте;   
Мост(t) — оставшаяся в пласте масса газа к моменту времени t;   
Мдоб(t)— масса газа, добытая из залежи к моменту времени t.   
 Уравнение материального баланса газовой залежи лежит в основе метода определения начальных запасов газа по падению давления в пласте (используются фактические данные разработки месторождения за некоторый период времени), а также используется при определении показателей разработки газовой залежи при газовом режиме. В случае водонапорного режима при составлении материального баланса газовой залежи учитывается Мобв(t) — масса газа, оставшаяся в обводнённой зоне пласта к моменту времени t, т.е.   
  
 **Мн = Мобв(t) + Мост(t) + Мдоб(t).**   
  
 Уравнение применяется при проведении прогнозных расчётов, а также используется для уточнения коллекторских свойств водонапорного бассейна.   
 Материальным балансом газовой залежи учитывается деформация продуктивного коллектора (изменение коэффициента пористости, а следовательно, и коэффициента газонасыщенности) при снижении пластового давления. В случае газоконденсатных и газогидратных залежей учитывают также изменение газонасыщенного объёма пласта (в газоконденсатных залежах при снижении пластового давления наблюдается выпадение конденсата из газа, вызывающее уменьшение объёма, в газогидратных — снижение давления вызывает разложение гидратов и, следовательно, увеличение газонасыщенного объёма). Для газогидратной залежи материальный баланс газовой залежи записывается с учётом баланса тепла (в связи со снижением температуры, сопровождающим процесс разложения гидратов), в баланс тепла включается также приток тепла от передачи его через кровлю и подошву пласта.   
 Разновидности уравнения материального баланса газовой залежи позволяют проводить газо-гидродинамические расчёты с учётом соответствующих геолого-промысловых факторов (например, с учётом перетоков газа осуществляются расчёты применительно к многопластовым месторождениям).

**6.Заключение. Выводы и рекомендации**

В данной курсовой работе я рассмотрел применение уравнения материального баланса при фильтрации газа для решения вопроса подсчета запасов газа методом падения пластового давления (для газового и водонапорного режимов), а также методы решения задач фильтрации газа с помощью уравнения материального баланса (метод последовательной смены стационарных состояний и приближенное решение задачи об отборе газа из замкнутого пласта соответственно).

Уравнение материального баланса является теоретической основой подсчета запасов газа методом падения пластового давления. Этот метод позволяет оценить текущие извлекаемые запасы газа на момент его применения в зоне, вовлечен­ной в разработку, и, в первую очередь, из высокопроницаемых пропластков. Вовлечение в разработку низкопроницаемых пропластков по этой методике учитывается в неявной форме. Поэтому по методу падения пластового давления определяются запасы, когда неизвестно, из каких пропластков эти запасы, с ка­кими фильтрационными и емкостными параметрами и когда включились или включатся в разработку эти пропластки. Определяемые методом падения пла­стового давления запасы в целом зависят от: геометрии (размеров) дренируемой зоны; фильтрационных и емкостных параметров пропластков; параметра анизотропии; запасов упругих сил водоносного бассейна; степени вторжения подошвенной или контурной вод в газовую залежь; темпа отбора газа из месторождения; размещения и числа скважин и др.

Точность определения запасов газа этим методом зависит от режима залежи. Практически идеальную точность определения запасов газа этим методом можно гарантировать при полном вовлечении в разработку залежи, имеющей газовый режим и однород­ной по емкостным и фильтрационным параметрам. Как правило, на газовых и газоконденсатных месторождениях имеют место два режима: газовый и водонапорный. В условиях сравнительно интенсивного вторжения воды в газо­вую залежь точность определения запасов газа снижается из-за отсутствия ин­формации о количестве вторгшейся воды в газовую залежь и изменения давле­ния газа в газовой части залежи. Количество вторгшейся в газовую залежь во­ды зависит от разности давлений в газоносной и водоносной частях залежи, параметров пласта и упругих запасов водоносного бассейна. В начальной ста­дии разработки разница в давлениях не велика, и темп падения пластового дав­ления в газовой части близок к темпу газового режима.

При подсчете запасов газа методом падения пластового давления усредня­ется практически только один параметр — пластовое давление по площади и при значительной толщине залежи - и по толщине. Очень существенно влияют на запасы газа по этому методу вторжение воды в залежь (не на начальной ста­дии разработки), перетоки газа и ввод новых скважин или группы скважин в разработку в зоне, уже вовлеченной в разработку.

Метод падения пластового давления в одинаковой степени применим для отдельных скважин, кустов,  установок комплексной подготовки газа, но с одновременным по всем скважинам, кустам и УКПГ измерением давления и отбором газа с последующим суммированием полученных удельных запасов газа по залежи.

**7. Список используемой литературы**

1. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М., Недра, 1986.

# 2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, М.: «Струна», - 1998.

3. Чарный И. А. Основы подземной гидравлики, М., Гостоптехиздат, 1956.

4.Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1987.

5. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика. М., Недра, 1973.

6. Евдокимова В.А., Кочина И.Н. Сборник задач по подземной гидравлике. – М., Недра, 1979.