



М.Л. Карнаухов
Е.М. Пьянкова

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ гидродинамических исследований скважин



«Инфра-Инженерия»



**БИБЛИОТЕКА НЕФТЕГАЗОДОБЫТЧИКА
И ЕГО ПОДРЯДЧИКОВ (SERVICE)**

М.Л. Карнаухов, Е.М. Пьянкова

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

**Справочник инженера
по исследованию скважин**

***Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по нефтегазовому образованию
в качестве учебного пособия для студентов высших
учебных заведений, обучающихся по специальности
130503 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений" 10.04.08. 905/222***

**Инфра-Инженерия
Москва
2010**

УДК 622.276
ББК 33.361
К24

Р е ц е н з е н т ы:

Зейгман Юрий Вениаминович - д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета (ГОУ ВПО УГНТУ);

Маслов Владимир Николаевич - д.т.н., профессор, первый заместитель генерального директора по науке ООО «ТюменНИИгипрогаз».

Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М.

К 24 **СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ**
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН: Справочник инженера
по исследованию скважин. - М.: Инфра-Инженерия,
2010. - 432 с.

ISBN 978-5-9729-0031-2

Рассмотрены современные подходы к работе и обработке результатов исследования поисково-разведочных и эксплуатационных скважин гидродинамическими методами. Приведены выводы исходных уравнений и решения разнообразных задач, связанных со стационарными и нестационарными гидродинамическими исследованиями скважин. На практических примерах проиллюстрированы различные методики интерпретации диаграмм давления и анализа результатов гидродинамических исследований скважин.

Рекомендовано для студентов нефтяных вузов и факультетов, обучающихся по специальности "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин", а также для специалистов нефтегазовой отрасли, занимающихся испытаниями и исследованиями скважин и пластов.

© Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М., 2010
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2010

ISBN 978-5-9729-0031-2

ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ

Единицы измерения физических величин в различных системах

Наименование физической величины	Условное обозначение	Единицы измерения		
		система СИ	промысловая система единиц России	промысловая система единиц США
Давление	P	Паскаль, МПа	Атмосфера, ат	Фунтов/кв. дюйм, psa
Сила	F	Ньютон, Н	Килограмм- сила, кгс	
Масса	m	Грамм, г	Килограмм, кг	Фунт, lb
Длина	L	Метр, м	Метр, м	Фут, ft Дюйм, in
Объем	V	м ³	м ³	Баррель, bbl
Удельный вес	γ	Н/м ³	кгс/м ³	Градусов API, d°API
Плотность	ρ	г/см ³	кг/м ³	Фунтов/баррель, lb/bbl
Вязкость	μ	Паскаль-секунда Па·с	Сантипуаз, сП	Сантипуаз, сP
Дебит	q	м ³ /сек	м ³ /сут	m ³ /day
Проницаемость	k	м ²	Дарси, Д	Дарси, D
Гидропроводность	kh/μ	(мкм ² ·м)/(мПа·с)	Д·см/сП	
Пьезопроводность	χ	м ² /сек	см ² /сек	
Продуктивность	η	м ³ /(сек·МПа)	м ³ /(сут·атм)	
Сжимаемость	β	МПа ⁻¹	ат ⁻¹	psi ⁻¹
Объемный коэффициент	B	м ³ /м ³	м ³ /м ³	gm ³ /sm ³
Пористость	m	%	д. ед	

**Соотношения между единицами измерения
физических величин**

Наименование физической величины		Единицы измерения		
		система СИ	промышленная система единиц России	промышленная система единиц США
Давление	1 МПа	10^6 Па	10 ат	145,04 psi
	1 ат	0,1 МПа	1 ат	14,696 psi
	1 psi	6,895 кПа	0,07 ат	1 psi
Масса	1 кг	10^3 г	1 кг	2,205 lb
	1 lb	453,6 г	0,4536 кг	1 lb
Длина	1 м	10^{-3} км	1 м	3,281 ft = 39,37 in
	1 ft	30,48 см	0,305 м	1 ft
Объем	1 м ³	10^6 см ³	1 м ³	6,29 bbl
	1 bbl	159000 см ³	0,159 м ³	1 bbl
Плотность	1 г/см ³	1 г/м ³	10^3 кг/м ³	
Вязкость	1 мПа·с	10^{-3} Па·с	1 сП	1 cP
Проницаемость	1 мкм ²	10^{-12} м ²	1 Д	1 D
	1 мД	10^{-15} м ²	10^{-3} Д	10^{-3} D
Гидропроводность	1 Д·см/сП	10^{-2} (мкм ² ·м)/(мПа·с)	1 Д·см/сП	
Пьезопроводность	1 см ² /сек	10^{-4} м ² /сек	1 см ² /сек	
Продуктивность	1 м ³ / (сут·атм)	$11,57 \cdot 10^{-5}$ м ³ /(сек·МПа)	1 м ³ /(сут·атм)	
Сжимаемость	1 ат ⁻¹	10 МПа ⁻¹	1 ат ⁻¹	psi ⁻¹
Дебит	1 м ³ /сут	$11,57 \cdot 10^{-6}$ м ³ /сек	1 м ³ /сут	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Описание	Единицы измерения
P	Давление	ат
$P_{сз}$	Забойное давление, измеряемое в остановленной скважине (закрытый период)	ат
$P_{сн}$	Забойное давление, замеренное в работающей скважине	ат
$P_{пл}$	Начальное пластовое давление	ат
$P_{с0} (\Delta t = 0)$	Забойное давление, замеренное в момент остановки скважины	ат
P_k	Давление на границе пласта (на расстоянии r_k от скважины)	ат
ΔP_s	Дополнительный перепад давлений вследствие загрязнения призабойной зоны пласта	ат
$P_{t=1}$	Отрезок, отсекаемый прямолинейным (экстраполированным) участком на полулогарифмическом графике при $t = 1$	ат
P^*	Экстраполированное давление на графике в полулогарифмических координатах	ат
P_o	Ордината точки пересечения прямой линии с осью ординат на различных графиках	ат
$\bar{P}$	Среднее давление в зоне дренирования на момент закрытия скважины	ат
i_{ln}	Наклон прямолинейного участка на графике зависимости забойного давления $P_{сн}$ от натурального логарифма времени $\ln t$	ат/лц
i_{lg}	Наклон прямолинейного участка на графике зависимости забойного давления $P_{сн}$ от десятичного логарифма времени $\lg t$	ат/лц
β_v	Сжимаемость воды	ат ⁻¹
β_n	Сжимаемость нефти	ат ⁻¹
β_r	Сжимаемость газа	ат ⁻¹
β_n	Сжимаемость породы	ат ⁻¹
β_c	Общая сжимаемость смеси жидкостей	ат ⁻¹
$\beta_{общ}$	Общая сжимаемость системы «жидкость-порода»	ат ⁻¹
ψ	Псевдодавление	ат ² /сП
D	Коэффициент, характеризующий процесс фильтрации не по закону Дарси	(м ³ /сут) ⁻¹
e	Эксцентриситет скважины в канале	

Обозначение	Описание	Единицы измерения
σ	Величина, характеризующая смещение скважины относительно оси симметрии канала	
i_l	Наклон прямолинейного участка кривой на графике в координатах [корень из времени, давление]	
C_A	Фактор формы Дейца	
$t_{\delta A}$	Безразмерное время работы скважины, индекс A означает, что в формуле вместо r^2 подставляется площадь зоны дренирования	
$P_{\delta MBH}$	Безразмерное давление в методе MBH	
S	Скин-эффект	
P_{δ}	Безразмерное давление	
t_{δ}	Безразмерное время	
C_{δ}	Безразмерный коэффициент влияния ствола скважины	
r_{δ}	Безразмерное расстояние	
ρ	Плотность флюида	кг/м ³
L	Длина	м
r	Расстояние от скважины до произвольной точки в пласте	м
r_c	Радиус скважины	м
r_k	Расстояние от скважины до границ пласта	м
r_u	Радиус исследования	м
r_s	Радиус зоны с ухудшенными фильтрационными характеристиками вокруг скважины	м
h	Продуктивная толщина пласта	м
h_n	Интервал перфорации	м
$r_{c \varepsilon}$	Эффективный радиус скважины	м
x_T	Полудлина трещины	м
Δh	Изменение уровня флюида в стволе скважины	м
d	Расстояние до границы	м
l	Ширина канала	м
b	Коэффициент вскрытия пласта	м/м
A	Площадь зоны дренирования	м ²
g	Ускорение свободного падения	м ² /с
Q	Накопленная добыча скважины	м ³

Обозначение	Описание	Единицы измерения
V_c	Объем флюида в стволе скважины	м^3
$V_{\text{суд}}$	Объем ствола скважины, приходящийся на единицу длины	$\text{м}^3/\text{м}$
C	Коэффициент эффекта влияния объема ствола скважины на перераспределение забойного давления (коэффициент ВСС)	$\text{м}^3/\text{ат}$
B	Объемный коэффициент флюида	$\text{м}^3/\text{м}^3$
B_w	Объемный коэффициент воды	$\text{м}^3/\text{м}^3$
B_n	Объемный коэффициент нефти	$\text{м}^3/\text{м}^3$
q	Дебит скважины в пластовых условиях	$\text{м}^3/\text{сут}$
q_s	Дебит скважины в стандартных условиях	$\text{м}^3/\text{сут}$
$q_{\text{стаб}}$	Стабилизировавшийся дебит перед остановкой скважины	$\text{м}^3/\text{сут}$
m	Пористость	
m_m	Пористость матрицы	
m_T	Пористость трещин	
k	Проницаемость	мД
k_s	Проницаемость в призабойной зоне пласта	мД
k_m	Проницаемость матрицы (первичная пористость)	мД
k_T	Проницаемость трещин (вторичная пористость)	мД
χ	Коэффициент пьезопроводности	мДхат/сП
T	Температура	°С
μ	Вязкость	сП
T, t_n	Время работы скважины перед ее закрытием для снятия КВД	час
$\theta, \Delta t$	Время, отсчитываемое при снятии КВД от момента остановки скважины	час
$t_{\text{не}}$	Эквивалентное время работы скважины	час
Δt_e	Эквивалентное время Агарвола	час
t_{ps}	Псевдовремя	
S_n	Нефтенасыщенность	
S_w	Водонасыщенность	
S_g	Газонасыщенность	
Z	Коэффициент сжимаемости	

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель исследования скважин – определение способности пласта отдавать пластовые флюиды. Важно определить продуктивные характеристики скважин. При хорошо спланированных и выполненных операциях по исследованию скважин, затем при тщательном анализе результатов исследований можно получить информацию о проницаемых свойствах пласта, характеристиках повреждения пласта или результатах его интенсификации, пластовом давлении и, возможно, о конфигурации границ пласта и его неоднородности.

Суть методов исследования состоит в замерах изменения давления в скважине при ее пуске в работу или остановке. При замере дебита и давления скважины в процессе ее работы или изменения давления в период остановки скважины обычно получают достаточно полную информацию для характеристики возможностей исследованной скважины.

В книге приведены основные уравнения, описывающие неустановившуюся фильтрацию жидкости в пористой среде. Рассмотрены исследования скважин при восстановлении давления в них (с записью кривых восстановления давления - КВД), исследования нагнетательных скважин при падении давления в них (с записью кривых падения давления - КПД), применение эталонных кривых давления при исследовании нефтяных и газовых скважин, исследовании скважин в период пуска их в работу с записью кривых снижения давления (КСД), исследования скважин с применением испытателей пластов на трубах (ИПТ), исследования взаимодействия группы скважин гидропрослушиванием.

Известные фундаментальные основы фильтрации жидкости в пласте взяты в качестве базовых при рассмотрении всех поставленных здесь вопросов, и все рассуждения направлены в основном на изучение курса ГДИ в высшей школе при

подготовке инженеров нефтяников и газовиков и для практической работы промысловых инженеров.

Приведены разнообразные примеры, направленные на приобретение практических навыков расчета фильтрационных свойств пласта и продуктивных характеристик скважин, что позволяет более полно освоить данную дисциплину.

ГЛАВА I

ФИЛЬТРАЦИЯ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

1.1. СУЩНОСТЬ ПРОБЛЕМЫ

Изучение фильтрации жидкости в пористой среде начнем с изучения дифференциальных уравнений, которые наиболее часто используются в теории при рассмотрении нестационарных процессов движения жидкости в пласте.

В главе рассмотрены наиболее популярные решения. Исходное дифференциальное уравнение – экспоненциально-интегральное уравнение, описывающее радиальную неустановившуюся фильтрацию жидкости в пласте.

Определен радиус влияния скважины и рассмотрен принцип суперпозиции. Суперпозиция иллюстрируется примерами взаимодействия множества скважин, работающих в бесконечном пласте, с рассмотрением пластовых систем с простыми геометрическими формами и исследованием характеристик отбора жидкости с переменным дебитом. Приведен также пример расчета давлений в пласте на основе принципа суперпозиции с рассмотрением «псевдопродуктивного времени» испытания.

1.2. ИДЕАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ ПЛАСТА

Для разработки методов интерпретации и проектирования операций по исследованию скважин сделаем некоторые допущения, упрощающие изучение нестационарных процессов фильтрации в системе «скважина-пласт». Естественно, делаются только такие допущения, которые абсолютно необходимы для получения простых решений, описывающих рассмат-

риваемые процессы, и, очевидно, не следует делать дальнейших упрощений модели фильтрации.

Эти упрощения вводятся как совершенно необходимые, включающие допущения:

- о законе постоянства масс (уравнение неразрывности);
- о фильтрации жидкости по закону Дарси (уравнение фильтрации жидкости в пористой среде);
- о законе состояния (уравнение, описывающее свойства жидкости (плотность) при изменении давления).

Предполагается радиальная фильтрация к скважине в цилиндрическом пласте.

Если объединить законы постоянства масс и закон Дарси для изотермического потока жидкости с малой, постоянной сжимаемостью (удовлетворяющей однофазной системе нефтяного пласта), получим исходное дифференциальное уравнение в частных производных:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{m\mu\beta}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{или} \quad \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{m\mu\beta}{k} \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (1.1)$$

где P – давление в пласте на расстоянии r от скважины, ат;
 r – расстояние от скважины вглубь пласта, м; t – время, с;
 m – пористость, д.ед. (постоянная величина); k – проницаемость, м^2 (постоянна и изотропна); μ – вязкость, ат·с ($1 \text{ ат·с} = 10^8 \text{ сП}$) (не зависит от давления); β – сжимаемость, ат^{-1} (допускается малой и не зависящей от давления, определяется как $\beta = (1/\rho) \cdot (d\rho/dP)$); ρ – плотность жидкости, кг/м^3).

Это уравнение часто называют уравнением диффузии. Комплексный параметр $k/(m\mu\beta)$ – является гидравлической диффузией и обозначается как η (в западной литературе), в отечественной литературе чаще всего эту величину называют коэффициентом пьезопроводности и обозначают как χ .

Соответствующее уравнение для неидеального газа принимает вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{P}{\mu z} r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{m}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{P}{z} \right), \quad (1.2)$$

где z – поправочный коэффициент, учитывающий отклонение

свойств реального газа от идеального, этот коэффициент называют коэффициентом сверхсжимаемости или просто сверхсжимаемостью.

Для смешанного потока нефти, газа и воды уравнение (1.1) принимает вид:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \cdot \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{m\beta_c}{\lambda_c} \cdot \frac{\partial P}{\partial t}, \quad (1.3)$$

где β_c - общая сжимаемость системы, определяется как:

$$\beta_c = S_n \beta_n + S_b \beta_b + S_g \beta_g + \beta_p, \quad (1.4)$$

λ_c - общая мобильность системы определяется как сумма мобильностей отдельных фаз:

$$\lambda_c = \left(\frac{k_n}{\mu_n} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_b}{\mu_b} \right), \quad (1.5)$$

β_n - сжимаемость нефти, ат⁻¹; β_b - сжимаемость воды, ат⁻¹; β_g - сжимаемость газа, ат⁻¹; β_p - сжимаемость пород пласта, ат⁻¹; S_n - нефтенасыщенность; S_b - водонасыщенность; S_g - газонасыщенность.

В уравнении (1.5) k_n - эффективная проницаемость для нефти при наличии других фаз; μ_n - вязкость нефти; k_g и μ_g соответственно, проницаемость и вязкость для газовой фазы; k_b и μ_b - проницаемость и вязкость для водной фазы.

Поскольку пласт предполагается сжимаемым (т.е. поровый объем уменьшается со снижением давления), то пористость не остается постоянной в уравнениях (1.3), как это допускалось при записи уравнений (1.1) и (1.2).

Уравнение пьезопроводности выражает связь между пластовым давлением, временем и расстоянием от скважины до точки наблюдения. Если определить граничные условия (начальное давление на границах пласта и на скважине), то можно решить уравнение и получить модель, характеризующую перераспределение давления в пласте.

1.3. РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ ДИФфуЗИИ

В данном подразделе приводятся важные решения уравнения диффузии (приведенного в подразделе 1.2), описывающего движение слабосжимаемой жидкости в пористой среде.

Приведено четыре решения, которые практически используются при анализе данных исследования скважин:

- решение для ограниченного цилиндрического пласта;
- решение для бесконечного пласта с предположением о линейном стоке при радиусе скважины, равном нулю ($r_c=0$);
- решение для псевдоустановившегося состояния потока;
- решение, которое учитывает эффект накопления жидкости в скважине при работе бесконечного пласта.

Прежде, чем прокомментировать эти решения, необходимо обобщить те допущения, которые были сделаны при выводе уравнения (1.1), а именно:

- пористая среда пласта постоянной толщины является однородной и изотропной;
- свойства пласта и жидкости не зависят от давления;
- рассматриваются малые градиенты давления;
- фильтрация жидкости подчиняется закону Дарси (иногда называемому как ламинарное течение жидкости);
- гравитационные силы несущественно влияют на поток жидкости в пласте.

Далее, по мере приведения решений, будут прокомментированы и другие допущения, не упомянутые здесь.

1.3.1. Ограниченный цилиндрический пласт

Для решения уравнения (1.1) требуется определить два граничных условия и начальные условия. Реальные, практически полезные решения получаются при допущении, что скважина работает с постоянным дебитом q ($\text{м}^3/\text{с}$).

1. Скважина радиусом r_c расположена в центре цилиндрического пласта радиусом r_k (r_k – называется еще радиусом контура питания) и предполагается, что через внешний контур пласта нет перетока жидкости.

2. Перед пуском скважины в работу в пласте давление постоянное, равное начальному пластовому давлению.

Решение уравнения (1.1) при указанных условиях, представленное в виде изменения давления в скважине в зависи-

мости от времени ее работы и свойств пласта и насыщающего его флюида, имеет вид:

$$P_c = P - \frac{q\mu}{2\pi \cdot kh} \left\{ \frac{2t_0}{r_0^2} + \ln r_0 - \frac{3}{4} + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 J_1^2(\alpha_n r_0)}}{\alpha_n^2 [J_1^2(\alpha_n r_0) + J_1^2(\alpha_n)]} \right\}, \quad (1.6)$$

где в обобщенном виде для удобства функция давления изображена через параметры, представленные в безразмерной форме:

$$r_0 = r_k / r_c \text{ и } t_0 = kt / (m\mu\beta_c r_c^2),$$

a_n – корни уравнения:

$$J_1(\alpha_n r_0) \cdot Y_1((\alpha_n)) + J_1(\alpha_n) \cdot Y_1((\alpha_n r_0)) = 0$$

J_1 и Y_1 – бесселевы функции.

В последнем уравнении принята суммарная сжимаемость β_c , так как в нефтяной продукции может быть водная фаза и рассматривается сжимаемый пласт-коллектор.

На практике нет необходимости применять решение (1.6) для расчета давления P_c в скважине непосредственно в приведенной форме: вместо этого решения обычно достаточно применять простые уравнения, являющиеся предельными (асимптотами) для данного уравнения. Важно, что в приведенной записи уравнение для изменения давления на забое является точным решением уравнения (1.1). Это решение часто называют решением Ван-Эвердингена для постоянного дебита [53]. Поскольку это решение точное, то оно может быть рассмотрено в качестве эталонного для сравнения с решениями, полученными с упрощениями. Одно из таких упрощений рассмотрено ниже.

1.3.2. Бесконечный цилиндрический пласт со скважиной в виде линейного стока

Предположим, что:

- скважина работает с постоянным дебитом q ;

- скважина имеет нулевой радиус;
- перед пуском скважины в пласте давление постоянное, равное начальному пластовому давлению $P_{пл}$;
- скважина дренирует бесконечный пласт (так, что $P \rightarrow P_{пл}$ при $r \rightarrow \infty$).

При этих условиях решение (1.1) принимает вид:

$$P = P_{пл} - \frac{q\mu}{4\pi \cdot kh} \cdot Ei\left(-\frac{m\mu\beta_c \cdot r^2}{4 \cdot kt}\right), \quad (1.7)$$

где P – давление на расстоянии от скважины r в момент времени t :

$$Ei(x) = -\int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} \cdot du, \quad (1.8)$$

$Ei(x)$ – функция экспоненциального интеграла (рис. 1.1).

Прежде, чем исследовать решение уравнения (1.7), необходимо ответить на логичный простой вопрос: если уравне-

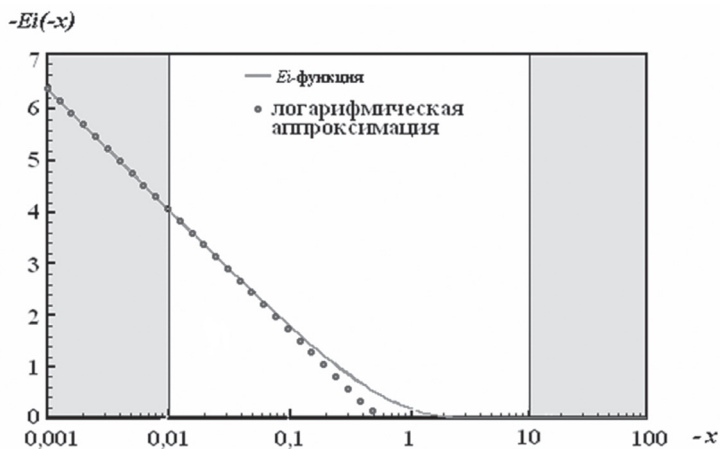


Рис. 1.1. Функция экспоненциального интеграла

ние (1.6) – точное решение, и уравнение (1.7) всецело базируется на идеальных граничных условиях, то будет ли решение уравнения (1.7) при реальном радиусе $r=r_c$ соответствовать решению, полученному в виде (1.6)?

Качественно происхождение этого интеграла может быть объяснено при помощи рис. 1.2.

Кривая (с), проинтегрированная от x до ∞ , будет иметь вид как на рис. 1.2.d. Таким образом, $Ei(x)$ при небольших значениях x принимает большие значения; с момента, когда Ei -функция представляет графическую область значений от x до бесконечности (заштрихованная область кривой на рис. 1.2.c) – соответственно, малые значения для больших x . На рис. 1.3 представлены Ei -функция и ее варианты в логарифмических координатах. По этим кривым можно увидеть, что если $x < 0,01$, то $Ei(x)$ может приближенно, но

$$Ei(x) \approx -\ln x - 0,5772, \quad (1.9)$$

где число 0,5772 – постоянная Эйлера, экспонента которой равна:

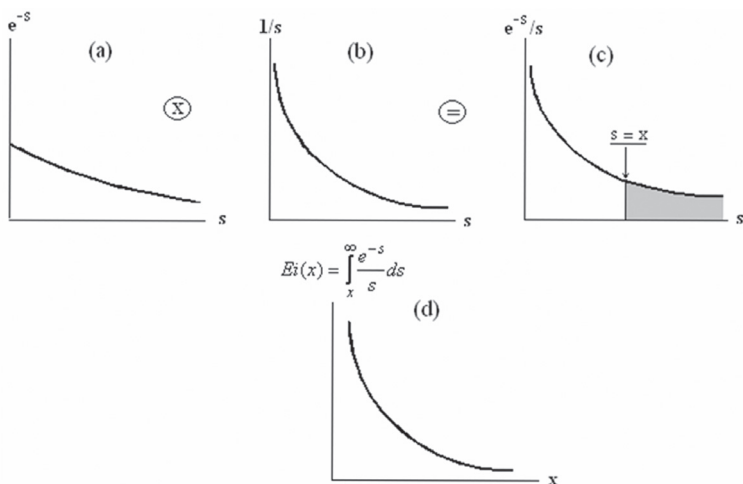


Рис. 1.2. Экспоненциальная интегральная функция $Ei(x)$

$$\gamma = e^{0,5772} = 1,781,$$

и предыдущее уравнение может быть выражено для $x < 0,01$ как:

$$Ei(x) \approx -\ln(\gamma \cdot x), \quad (1.10)$$

Разделение графиков $Ei(x)$ и $-\ln(\gamma \cdot x)$ на рис. 1.3 обосновано уравнением 1.10. Важность этого приближения заключается в том, что мы, как правило, имеем дело с давлениями, замеренными в скважине $r=r_c$. Тогда для $x = \frac{m\mu\beta \cdot r_c^2}{4kt}$, при обычных замерах в скважине можно определить, что x будет меньше, чем 0,01, даже для малых значений t .

Уравнение (1.7) может быть выражено как:

$$P_c = P_{пл} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \cdot \ln \frac{4 \cdot kt}{\gamma \cdot m\mu\beta \cdot r_c^2}. \quad (1.11)$$

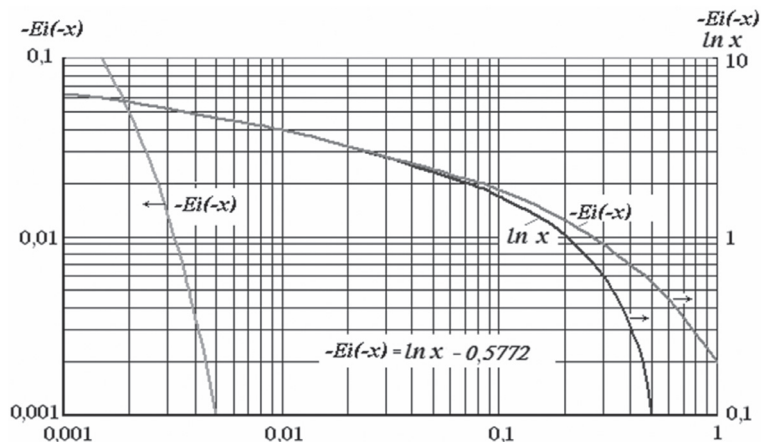


Рис. 1.3. График Ei -функции для $0,001 \leq x \leq 5,0$

Таким образом, анализ полученных решений показывает [53], что решение на основе Ei -функции приближается к точному решению в интервале значений t :

$$100 \cdot m\mu\beta_c \cdot r_c^2 / k < t < 0,25 \cdot m\mu\beta_c \cdot r_k^2 / k.$$

Для времени меньшем, чем $t_{\min} = 100 \cdot m\mu\beta_c \cdot r_c^2 / k$, снижается точность решения уравнения (1.7), соответствующему ситуации, когда скважина имеет нулевой радиус и является линейным стоком. При времени, большем $t_{\max} = 0,25 \cdot m\mu\beta_c \cdot R_k^2 / k$ влияние границ пласта становится ощутимым при расчете распределений давления в пласте, и поэтому при времени больше этой величины далее нельзя рассматривать пласт как бесконечный резервуар.

Дальнейшее упрощение решения уравнения фильтрации возможно, если $x < 0,02$ и тогда $Ei(-x)$ может быть аппроксимировано с точностью не менее 0,6% функцией

$$Ei(-x) = \ln(1,781x). \quad (1.12)$$

Функцию $Ei(-x)$, значения которой приведены в табл. 1.1, следует применять при значениях аргумента x в пределах $0,02 < x < 10,9$. Для $x < 0,02$ возможно применение аппроксимации этой функции – уравнение (1.12). А для $x > 10,9$ функция $Ei(-x)$ принимается равной нулю.

На практике замечено, что большинство скважин имеет пониженную проницаемость в призабойной (поврежденной) зоне, связанную с загрязнением пласта при бурении и во время работ по освоению скважины. Множество других скважин подвергаются кислотному воздействию или гидроразрывам пласта. Уравнение (1.7) отражает работу пласта при неизменной проницаемости во всей области пласта от скважины до бесконечности. Хавкинс [31] показал, что если в околоствольной зоне имеет место пониженная проницаемость, связанная с загрязнением пласта, или повышенная – вследствие интенсификации скважины, то такая зона с радиусом r_s и проницаемостью k_s может быть представлена как зона ПЗП, для преодоления сопротивления которой при движении жидкости к скважине требуется дополнительный перепад давления ΔP_s ,

который учитывается в уравнении (1.7) путем включения его как дополнительного члена (рис. 1.4).

Тогда уравнение (1.7) принимает вид:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi \cdot k_s h} \cdot \ln \frac{r_s}{r_c} - \frac{q\mu}{2\pi \cdot kh} \cdot \ln \frac{r_s}{r_c} = \frac{q\mu}{2\pi \cdot kh} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_c}. \quad (1.13)$$

Уравнение (1.13) просто отражает тот факт, что перепад давления в ПЗП пропорционален проницаемости в призабойной зоне пласта k_s и отличается от перепада давления в удаленной зоне с проницаемостью k .

Объединяя уравнения (1.7) и (1.13), находим, что суммарный перепад давления у скважины может быть представлен в виде:

$$P_{пл} - P_c = -\frac{q\mu}{4\pi \cdot kh} \cdot Ei \left(\frac{m\mu\beta_c \cdot r^2}{kt} \right) + \Delta P_s =$$

$$-\frac{q\mu}{4\pi \cdot kh} \left[Ei \left(\frac{m\mu\beta_c \cdot r^2}{kt} \right) - 2 \cdot \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_c} \right].$$



Рис. 1.4. Схема распределения давления в призабойной зоне пласта

Таблица 1.1

Ei-функция

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,00	+ ∞	6,332	5,639	5,235	4,948	4,726	4,545	4,392	4,259	4,142
0,01	4,038	3,944	3,858	3,779	3,705	3,637	3,574	3,514	3,458	3,405
0,02	3,355	3,307	3,261	3,218	3,176	3,137	3,098	3,062	3,026	2,992
0,03	2,959	2,927	2,897	2,867	2,838	2,810	2,783	2,756	2,731	2,706
0,04	2,681	2,658	2,634	2,612	2,590	2,568	2,547	2,527	2,507	2,487
0,05	2,468	2,449	2,431	2,413	2,395	2,377	2,360	2,344	2,327	2,311
0,06	2,295	2,279	2,264	2,249	2,235	2,220	2,206	2,192	2,178	2,164
0,07	2,151	2,138	2,125	2,112	2,099	2,087	2,074	2,062	2,050	2,039
0,08	2,027	2,015	2,004	1,993	1,982	1,971	1,960	1,950	1,939	1,929
0,09	1,919	1,909	1,899	1,889	1,879	1,869	1,860	1,850	1,841	1,832
0,10	1,823	1,814	1,805	1,796	1,788	1,779	1,770	1,762	1,754	1,745
0,11	1,737	1,729	1,721	1,713	1,705	1,697	1,689	1,682	1,674	1,667
0,12	1,660	1,652	1,645	1,638	1,631	1,623	1,616	1,609	1,603	1,596
0,13	1,589	1,582	1,576	1,569	1,562	1,556	1,549	1,543	1,537	1,530
0,14	1,524	1,518	1,512	1,506	1,500	1,494	1,488	1,482	1,476	1,470
0,15	1,464	1,459	1,453	1,447	1,442	1,436	1,431	1,425	1,420	1,415
0,16	1,409	1,404	1,399	1,393	1,388	1,383	1,378	1,373	1,368	1,363
0,17	1,358	1,353	1,348	1,343	1,338	1,333	1,329	1,324	1,319	1,314
0,18	1,310	1,305	1,301	1,296	1,291	1,287	1,282	1,278	1,274	1,269
0,19	1,265	1,261	1,256	1,252	1,248	1,243	1,239	1,235	1,231	1,227
0,20	1,223	1,219	1,215	1,210	1,206	1,202	1,198	1,195	1,191	1,187
0,0	+ ∞	4,038	3,335	2,959	2,681	2,468	2,295	2,151	2,027	1,919
0,1	1,823	1,737	1,660	1,589	1,524	1,464	1,409	1,358	1,309	1,265
0,2	1,223	1,183	1,145	1,110	1,076	1,044	1,014	0,985	0,957	0,931
0,3	0,906	0,882	0,858	0,836	0,815	0,794	0,774	0,755	0,737	0,719
0,4	0,702	0,686	0,670	0,655	0,640	0,625	0,611	0,598	0,585	0,572
0,5	0,560	0,548	0,536	0,525	0,514	0,503	0,493	0,483	0,473	0,464
0,6	0,454	0,445	0,437	0,428	0,420	0,412	0,404	0,396	0,388	0,381
0,7	0,374	0,367	0,360	0,353	0,347	0,340	0,334	0,328	0,322	0,316
0,8	0,311	0,305	0,300	0,295	0,289	0,284	0,279	0,274	0,269	0,265
0,9	0,260	0,256	0,251	0,247	0,243	0,239	0,235	0,231	0,227	0,223
1,0	0,219	0,216	0,212	0,209	0,205	0,202	0,198	0,195	0,192	0,189
1,1	0,186	0,183	0,180	0,177	0,174	0,172	0,169	0,166	0,164	0,161
1,2	0,158	0,156	0,153	0,151	0,149	0,146	0,144	0,142	0,140	0,138
1,3	0,135	0,133	0,131	0,129	0,127	0,125	0,124	0,122	0,120	0,118
1,4	0,116	0,114	0,113	0,111	0,109	0,108	0,106	0,105	0,103	0,102
1,5	0,1000	0,0985	0,0971	0,0957	0,0943	0,0929	0,0915	0,0902	0,0889	0,0876
1,6	0,0863	0,0851	0,0838	0,0826	0,0814	0,0802	0,0791	0,0780	0,0768	0,0757
1,7	0,0747	0,0736	0,0725	0,0715	0,0705	0,0695	0,0685	0,0675	0,0666	0,0656
1,8	0,0647	0,0638	0,0629	0,0620	0,0612	0,0603	0,0595	0,0586	0,0578	0,0570
1,9	0,0562	0,0554	0,0546	0,0539	0,0531	0,0524	0,0517	0,0510	0,0503	0,0496
2,0	0,0489	0,0482	0,0476	0,0469	0,0463	0,0456	0,0450	0,0444	0,0438	0,0432

Окончание табл. 1.1

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	$4,89 \times 10^{-2}$	$4,26 \times 10^{-2}$	$3,72 \times 10^{-2}$	$3,25 \times 10^{-2}$	$2,84 \times 10^{-2}$	$2,49 \times 10^{-2}$	$2,19 \times 10^{-2}$	$1,92 \times 10^{-2}$	$1,69 \times 10^{-2}$	$1,48 \times 10^{-2}$
3	$1,30 \times 10^{-2}$	$1,15 \times 10^{-2}$	$1,01 \times 10^{-2}$	$8,94 \times 10^{-3}$	$7,89 \times 10^{-3}$	$6,87 \times 10^{-3}$	$6,16 \times 10^{-3}$	$5,45 \times 10^{-3}$	$4,82 \times 10^{-3}$	$4,27 \times 10^{-3}$
4	$3,78 \times 10^{-3}$	$3,35 \times 10^{-3}$	$2,97 \times 10^{-3}$	$2,64 \times 10^{-3}$	$2,34 \times 10^{-3}$	$2,07 \times 10^{-3}$	$1,84 \times 10^{-3}$	$1,64 \times 10^{-3}$	$1,45 \times 10^{-3}$	$4,29 \times 10^{-3}$
5	$1,15 \times 10^{-3}$	$1,02 \times 10^{-3}$	$9,08 \times 10^{-4}$	$8,09 \times 10^{-4}$	$7,19 \times 10^{-4}$	$6,41 \times 10^{-4}$	$5,71 \times 10^{-4}$	$5,09 \times 10^{-4}$	$4,53 \times 10^{-4}$	$4,04 \times 10^{-4}$
6	$3,60 \times 10^{-4}$	$3,21 \times 10^{-4}$	$2,86 \times 10^{-4}$	$2,55 \times 10^{-4}$	$2,28 \times 10^{-4}$	$2,03 \times 10^{-4}$	$1,82 \times 10^{-4}$	$1,62 \times 10^{-4}$	$1,45 \times 10^{-4}$	$1,29 \times 10^{-4}$
7	$1,15 \times 10^{-4}$	$1,03 \times 10^{-4}$	$9,22 \times 10^{-5}$	$8,24 \times 10^{-5}$	$7,36 \times 10^{-5}$	$6,58 \times 10^{-5}$	$5,89 \times 10^{-5}$	$5,26 \times 10^{-5}$	$4,71 \times 10^{-5}$	$4,21 \times 10^{-5}$
8	$3,77 \times 10^{-5}$	$3,37 \times 10^{-5}$	$3,02 \times 10^{-5}$	$2,70 \times 10^{-5}$	$2,42 \times 10^{-5}$	$2,16 \times 10^{-5}$	$1,94 \times 10^{-5}$	$1,73 \times 10^{-5}$	$1,55 \times 10^{-5}$	$1,39 \times 10^{-5}$
9	$1,24 \times 10^{-5}$	$1,11 \times 10^{-5}$	$9,99 \times 10^{-6}$	$8,95 \times 10^{-6}$	$8,02 \times 10^{-6}$	$7,18 \times 10^{-6}$	$6,44 \times 10^{-6}$	$5,77 \times 10^{-6}$	$5,17 \times 10^{-6}$	$4,64 \times 10^{-6}$
10	$4,15 \times 10^{-6}$	$3,73 \times 10^{-6}$	$3,34 \times 10^{-6}$	$3,00 \times 10^{-6}$	$2,68 \times 10^{-6}$	$2,41 \times 10^{-6}$	$2,16 \times 10^{-6}$	$1,94 \times 10^{-6}$	$1,74 \times 10^{-6}$	$1,56 \times 10^{-6}$

Для $r=r_c$ аргумент функции Ei становится достаточно малым сразу же после какого-то кратковременного периода работы скважины, поэтому возможно применение логарифмической аппроксимации функции Ei . Таким образом, процесс снижения давления в скважине после ее пуска в работу осуществляется в соответствии со следующим решением:

$$P_{пл} - P_c = -\frac{q\mu}{4\pi \cdot kh} \cdot \left[\ln \left(\frac{1,78 \cdot m\mu\beta_c \cdot r^2}{kt} \right) - 2 \cdot \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_c} \right].$$

Можно определить скин-эффект S , характеризующий состояние прискважинной зоны [31]:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \cdot \ln \frac{r_s}{r_c}. \quad (1.14)$$

Таким образом, уравнение снижения давления после пуска скважины в работу с постоянным дебитом примет вид:

$$P_{пл} - P_c = -\frac{q\mu}{4\pi \cdot kh} \cdot \left[\ln \left(\frac{1,78m\mu\beta_c \cdot r^2}{kt} \right) + 2S \right]. \quad (1.15)$$

Уравнение (1.15) позволяет увидеть некоторый физический смысл скин-фактора по его знаку. Если скважина подвержена загрязнению, со снижением проницаемости в призабойной зоне ($k_s < k$), то S положителен, и чем больше разница между k_s и k , тем больше пласт подвержен повреждению и тем больше величина S . Нет ограничения сверху для S . Некоторые новые пробуренные скважины вообще не дают продукции нефти, пока не будет произведена интенсификация пласта: для таких скважин $k_s = 0$ и $S \rightarrow \infty$.

Если скважина интенсифицирована, когда в ней выполнена какая-то работа по воздействию на пласт (солянокислотная обработка, импульсное воздействие и т. д.), то пласт очищается и в призабойной зоне может оказаться проницаемость выше проницаемости пласта. Тогда $k_s > k$ и S становится отри-

Содержание

ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ	4
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	10
 ГЛАВА I	
ФИЛЬТРАЦИЯ ЖИДКОСТИ	
В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ	12
1.1. Сущность проблемы	12
1.2. Идеальные модели пласта	12
1.3. Решения уравнения диффузии	15
1.3.1. Ограниченный цилиндрический пласт	15
1.3.2. Бесконечный цилиндрический пласт со скважиной в виде линейного стока	16
<i>Пример 1.3.1. Расчет давления в скважине на основе решения с Ei-функцией</i>	<i>25</i>
1.3.3. Псевдоустановившееся состояние	27
<i>Пример 1.3.2. Анализ результата испытания скважины по данным замера продуктивности</i>	<i>30</i>
1.3.4. Дебит в скважинах при различных геометриях пласта в зонах дренирования	31
<i>Пример 1.3.3. Анализ процессов фильтрации в пластах различной геометрии</i>	<i>36</i>
1.3.5. Радиальный поток в бесконечном пласте при влия- нии емкости скважины	42
1.3.6. Линейный поток	49

1.4. Радиус исследования	50
<i>Пример 1.4.1. Расчет радиуса исследования</i>	<i>55</i>
1.5. Принцип суперпозиции	56
<i>Пример 1.5.1. Применение метода суперпозиции</i>	<i>63</i>
1.6. Аппроксимация Хорнера	64
<i>Пример 1.6.1. Применение аппроксимации Хорнера</i>	<i>66</i>
ГЛАВА II	
ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	
НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ	68
2.1. Особенности исследований скважин методом КВД	68
2.2. Идеальный процесс восстановления давления	69
<i>Пример 2.2.1. Анализ идеальной кривой</i>	
<i>восстановления давления</i>	<i>73</i>
2.3. Реальные кривые	
восстановления давления	76
2.4. Отклонения от допущений, принятых	
в теории идеального процесса исследования скважины	79
2.5. Качественная оценка получаемых	
промысловых данных испытаний	83
2.6. Продолжительность послеприточного эффекта	87
<i>Пример 2.6.1. Определение времени</i>	
<i>действия послепритока</i>	<i>91</i>
2.7. Определение проницаемости	95
2.8. Загрязнение и активизация ПЗП	97
2.8.1. Приведенный радиус скважины	99
2.8.2. Расчет дополнительного перепада давления	
в призабойной зоне	101
2.8.3. Расчет эффективности работы скважины	101
<i>Пример 2.8.1. Анализ повреждения пласта</i>	<i>102</i>
ГЛАВА III	
ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ	
ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ	
НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ	104

3.1. Методы моделирования	104
3.2. Исходные уравнения, описывающие процесс исследования скважин	105
3.3. Методика численного моделирования процесса исследования скважин	115
3.4. Моделирование исследований скважин методом КВД с длительной, кратковременной отработкой и без отработки скважины	119
Исследование скважины после длительной отработки в условиях ограниченного пласта	119
3.5. Влияние искривленного ствола скважины на получаемые КВД	134

ГЛАВА IV

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ ДАВЛЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭТАЛОННЫХ КРИВЫХ 143

4.1. Введение	143
4.2. Типовые кривые	145

ГЛАВА V

ДИАГНОСТИКА КВД С ПРИМЕНЕНИЕМ БИЛОГАРИФМИЧЕСКИХ ГРАФИКОВ 152

5.1. Сущность вопроса	152
5.2. Свойства производной	153

ГЛАВА VI

ВЛИЯНИЕ ГРАНИЦ ПЛАСТА НА РЕГИСТРИРУЕМЫЕ КВД 156

6.1. Введение	156
6.2. Единичный непроницаемый разлом	156
6.3. Канал	160

ГЛАВА VII

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН ПУТЕМ ПРОСЛЕЖИВАНИЯ ЗА ИЗМЕНЕНИЕМ УРОВНЯ

ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ 164

7.1. Особенности исследования скважин с регистрацией КВУ	164
7.2. Эталонные кривые притока	173
<i>Пример 7.2.1. Расчет параметров пласта по кривой притока, записанной после создания скачка депрессии на пласт</i>	177
7.3. Моделирование процесса заполнения труб жидкостью после мгновенного пуска наклоннонаправленной скважины	180

ГЛАВА VIII**ИССЛЕДОВАНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН 183**

8.1. Основные задачи исследования газовых скважин	183
8.2. Классификация газогидродинамических исследований	184
8.3. Методы исследования скважин при стационарных режимах фильтрации газа	186
8.4. Законы фильтрации и стационарные исследования	188
8.4.1. Границы применимости линейного закона фильтрации при движении газожидкостных смесей	188
8.4.2. Исследование скважин на стационарных режимах	195
<i>Влияние нарушения закона фильтрации на ИК</i>	195
<i>Анализ работы скважины с выделением области фильтрации</i>	205
<i>Расчет ИК с учетом наличия зоны нарушения фильтрации по закону Дарси</i>	211
8.4.3. Распределение давления в пласте при притоке газа с учетом изменения коэффициента сжимаемости газа	215
8.4.4. Приток газа к скважине с трещиной ГРП	224
8.5. Нестационарные исследования газовых скважин	232

8.5.1. Регистрация КВД	233
8.5.2. Анализ данных испытания газовых скважин	234
<i>Псевдодавление и псевдовремя реальных газов</i>	<i>234</i>

ГЛАВА IX

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСПЫТАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ 236

9.1. Принципы ведения работ	236
9.2. Исследование пластовых проб, получаемых при испытании	237
9.3. Расчет физических параметров пластовых флюидов	244
9.3.1. Расчет физических параметров газа	244
<i>Пример 9.3.1. Расчет параметров газовой смеси</i>	<i>252</i>
9.3.2. Расчет физических параметров нефти	254
<i>Пример 9.3.2. Расчет параметров нефти</i>	<i>260</i>
9.3.3. Расчет физических параметров пластовых вод	262
9.3.4. Приток газонефтяных смесей в односекционную колонну бурильных труб	265
9.3.5. Приток газовых смесей в многосекционную колонну бурильных труб и в колонны труб искривленных скважин	270
9.3.6. Определение дебита во время притока малой интенсивности	278
9.4. Интерпретация диаграмм давления, получаемых при работе с ИПТ	281
9.4.1. Основные вопросы, решаемые при анализе диаграмм давления	281
9.4.2. Расчет параметров при переменном дебите	289
9.4.3. Общий случай испытания скважины на приток при условии переменного дебита	306
9.4.4. Метод обработки диаграмм давления	

в случае работы скважины на двух режимах	310
Пример 9.4.1. Интерпретация диаграммы давления, полученной при работе с ИПТ	312
Пример 9.4.2. Исследование с ИПТ. Методики при отработке скважины на режимах	319
Пример 9.4.3. Интерпретация диаграммы давления, полученной при работе с ИПТ.	323
Пример 9.4.4. Интерпретация диаграммы давления, полученной при работе с ИПТ. Применение экспресс-методики	325
ГЛАВА X	
ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ СКВАЖИН	328
10.1. Введение	328
10.2. Результаты гидропрослушивания скважин пласта ЮВ ₁ ¹ Новомолодежного месторождения	328
ГЛАВА XI	
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЗМА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ	342
11.1. Состояние вопроса	342
11.2. Исследование режимов заводнения нефтяных месторождений	344
ГЛАВА XII	
ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С УЧЕТОМ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ В СИСТЕМЕ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА»	362
12.1. Общая постановка задачи	362
12.2. Движение газонефтяных смесей в затрубном пространстве при эксплуатации скважин и проведении ГДИ	363
12.3. Замеры статических и динамических уровней жидкости в скважинах	367

12.4. Распределение температуры по стволу скважины	374
12.5. Расчет давлений в затрубном пространстве смесей газа и нефти при пуске скважины в работу и записи КВУ	379
12.6. Расчет давлений на приеме насоса	383
12.7. Исследование скважин по кривым пуска скважин в работу	389
12.7.1. Влияние изменения режима отборов на темп снижения давления при пуске скважин в работу	390
Методика обработки кривых притока при пуске скважины в работу на основе эталонных кривых	393
12.8. Сравнительный анализ использования различных методов интерпретации полученных диаграмм давления	403
12.9. Разработка методов анализа и интерпретации результатов замера изменения давления при пуске скважины в работу	409
Л И Т Е Р А Т У Р А	415